

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем
электроснабжения
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Разработка системы режимной и противоаварийной автоматики
Тольяттинского энергоцентра АО «Гандер»

Студент

И.Е. Иволгин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

В.Н. Кузнецов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Оглавление

| | |
|--|----|
| Введение..... | 3 |
| 1 Анализ современных систем режимной и противоаварийной автоматики..... | 5 |
| 1.1 Принцип действия современных защит, применяемых в электроэнергетике..... | 8 |
| 1.2 Системы защиты и автоматики маломощных синхронных генераторов..... | 16 |
| 1.3 Системы защиты и автоматики силовых трансформаторов..... | 23 |
| 1.4 Мировой опыт построения систем РЗА..... | 29 |
| 1.5 Выводы по 1 главе..... | 37 |
| 2 Разработка вариантов построения системы противоаварийной и режимной автоматики энергоцентра..... | 38 |
| 2.1 Описание основного электрооборудования энергоцентра и схемы электроснабжения..... | 38 |
| 2.2 Режимы работы энергоцентра..... | 48 |
| 2.3 Расчет токов короткого замыкания и уставок релейной защиты..... | 49 |
| 2.4 Защита и автоматика генераторов ГПЭА..... | 57 |
| 2.5 Защита и автоматика силовых трансформаторов..... | 72 |
| 2.6 Защита и автоматика отходящих линий..... | 78 |
| 2.7 Выводы по 2 главе..... | 80 |
| 3 Расчет технико-экономических показателей..... | 81 |
| 3.1 Выводы по 3 главе..... | 86 |
| Заключение..... | 87 |
| Список используемых источников..... | 88 |

Введение

В настоящее время в России наблюдается постоянное увеличение тарифов на электроэнергию. В связи с этим малая энергетика становится все более востребованной. Основой малой энергетики является процесс когенерации. Этот процесс заключается в производстве двух видов энергии – электрической и тепловой. На данный момент наиболее эффективными и экономически выгодными являются газопоршневые установки.

Для повышения энергоэффективности распределительного центра (РЦ) компания «Тандер» строит энергоцентр (ЭЦ) и переходит на использование когенерационных установок. Использование когенерационных установок дает следующие преимущества:

- снижение себестоимости единицы энергии. Цена одного киловатта, произведенного газовой электростанцией, может быть в два и более раз ниже стоимости сетевой электроэнергии.
- уменьшение длины транспортных линий. Электричество и тепловая энергия производятся в непосредственной близости к объекту-потребителю, что значительно сокращает потери при передаче;
- энергетическую независимость. Эксплуатация ТЭС в оптимальном режиме позволяет обеспечить автономное энергоснабжение объекта и добиться стабильности при параллельной работе с централизованной электросетью;
- экономическую эффективность. Технология когенерации дает экономию до 60 % в сравнении с выработкой электроэнергии отдельно на электростанции с использованием котлов.

В процессе генерации электроэнергии и передаче ее потребителю необходимо постоянное поддержание режима работы, а так же необходимо обеспечивать защиту оборудования и сетей при аварийных ситуациях. С этой целью применяются различные устройства защиты и автоматики.

В настоящее время существует широкий спектр выбора устройств защиты и автоматики от различных производителей. Главной тенденцией является переход от электромеханических устройств к микропроцессорным на реконструируемых объектах. На вновь сооружаемых объектах так же отдают предпочтение микропроцессорным устройствам.

Одним из этапов проектирования электроэнергетических систем является разработка систем релейной защиты и автоматики. Разрабатываемые для тольяттинского энергоцентра системы защиты и автоматики могут быть применены и для других вновь строящихся или реконструируемых энергоцентров.

Целью магистерской диссертации является обеспечение надежной защиты электрооборудования и электрических сетей при аварийных ситуациях.

Поставленная цель достигается путем решения следующих задач:

- анализ современных систем релейной защиты и автоматики;
- разработка вариантов исполнения системы автоматики энергоцентра;
- расчет технико-экономических показателей.

1 Анализ современных систем режимной и противоаварийной автоматики

Автоматику применяемую в энергосистемах можно разделить на 2 основные группы:

1. Режимная или технологическая автоматика, поддерживающая необходимый уровень напряжения и частоты в энергосистеме. В данную группу входят:

- автоматика регулирования реактивной мощности на шинах электростанций;
- автоматика регулирования частоты;
- автоматика регулирования напряжения в распределительной сети;
- автоматика регулирования перетоков мощности;
- автоматика включения на параллельную работу генераторов и трансформаторов.

2. Противоаварийная автоматика, предотвращающая и ликвидирующая аварийные ситуации. В данную группу входят:

- релейная защита;
- устройства автоматического повторного включения (АПВ), автоматического ввода резерва (АВР) и автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Релейная защита (РЗ) – это комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого выявления и отключения от электрической сети поврежденного элемента (или элементов) данной сети в аварийных ситуациях, с целью обеспечения нормальной работы данной электрической сети.

Требования предъявляемые к РЗ:

- селективность – защита должна отключать поврежденный элемент только в том случае, если элемент находится в зоне действия защиты;

- быстродействие – защита считается быстродействующей если время ее срабатывания составляет $<0,1\text{c}$;
- надежность – защита должна обладать аппаратной и функциональной надежностью;
- резервирование – должна быть обеспечена защита ближайшего смежного элемента;
- чувствительность – защита должна четко фиксировать все виды повреждений, предусмотренных ее функцией.

На рисунке 1.1 представлены основные органы релейной защиты.

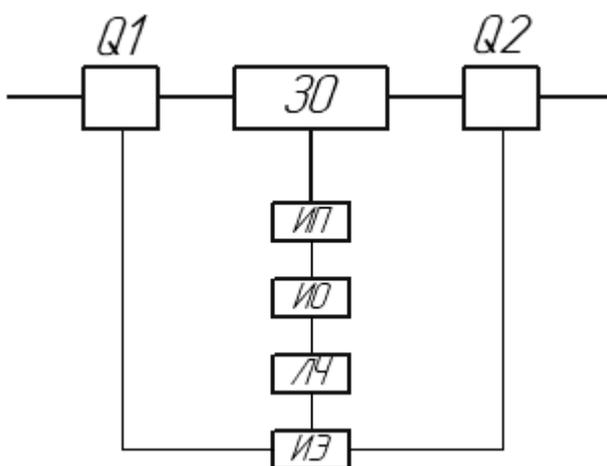


Рисунок 1.1 – Основные элементы релейной защиты

ИП – измерительный преобразователь. Измерительными преобразователями служат трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

ИО – исполнительный орган. К исполнительному органу относятся токовые реле.

ЛЧ – логическая часть. Логическая часть создает определенный алгоритм работы защиты. Основным элементом логической части является реле времени.

ИЭ – исполнительный элемент. Исполнительным элементом могут являться различные промежуточные реле, воздействующие непосредственно на

схемы управления силовыми выключателями. Так же промежуточные реле могут управлять схемами сигнализации.

По способу обеспечения селективности защиты делятся на:

- защиты с абсолютной селективностью;
- защиты с относительной селективностью.

Защиты с абсолютной селективностью срабатывают при возникновении повреждений только в защищаемой зоне. К таким защитам относится дифференциальная защита.

Защиты с относительной селективностью позволяют обеспечить резервирование смежных участков. К таким защитам относятся токовые защиты, защиты напряжения, дистанционные защиты, фиксирующие изменение сопротивления.

Самой распространенной аварийной ситуацией в энергосистеме является короткое замыкание (КЗ). Короткое замыкание – замыкание между фазами или замыкание одной или нескольких фаз на землю.

Виды КЗ представлены на рисунке 1.2.

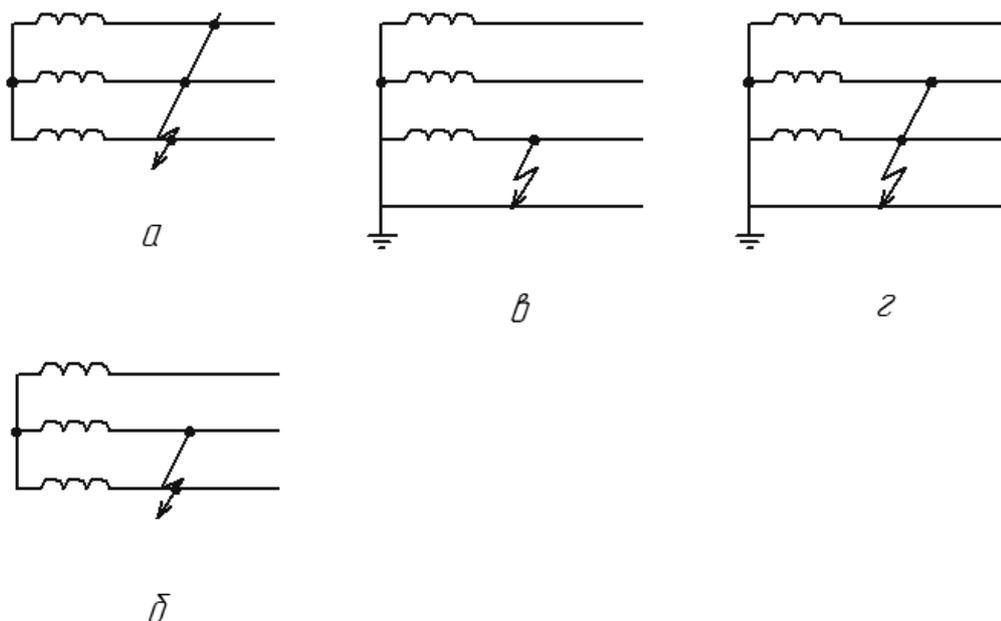


Рисунок 1.2 – Виды КЗ:

а – трехфазное; б – двухфазное; в – однофазное; г – двухфазное на землю

Все короткие замыкания делятся на 2 основных типа: симметричные и несимметричные. Симметричным КЗ является трехфазное КЗ. К несимметричным КЗ относятся однофазное КЗ, двухфазное КЗ, двухфазное КЗ на землю.

1.1 Принцип действия современных защит, применяемых в электроэнергетике

1.1.1 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (МТЗ) срабатывает при превышении значения тока в защищаемой зоне значения уставки.

МТЗ может выполняться с независимой или с ограниченно зависимой выдержкой времени.

Структурная схема максимальной токовой защиты представлена на рисунке 1.3

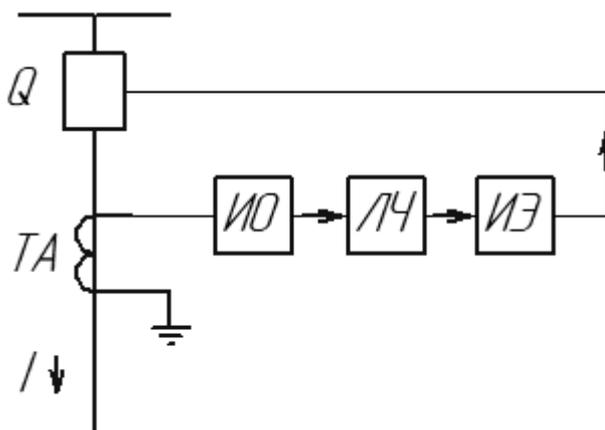


Рисунок 1.3 – Схема максимальной токовой защиты

Выдержка времени МТЗ определяется по ступенчатому принципу. Выбор уставки начинают с защиты, наиболее удаленной от источника питания. По мере приближения к источнику питания выдержку времени увеличивают на степень селективности.

Степень селективности – это разница времени срабатывания защит смежных ступеней. Для МТЗ степень селективности составляет 0,3-0,6с.

Главный недостаток МТЗ – в точке, наиболее близкой к источнику питания, необходимо выбирать максимальную выдержку времени. Компенсируется этот недостаток установкой совместно с МТЗ токовой отсечки.

Ток срабатывания МТЗ необходимо выбирать из условий возврата измерительного органа в начальное положение после срабатывания при внешних КЗ. Для примера рассмотрим схему на рисунке 1.4

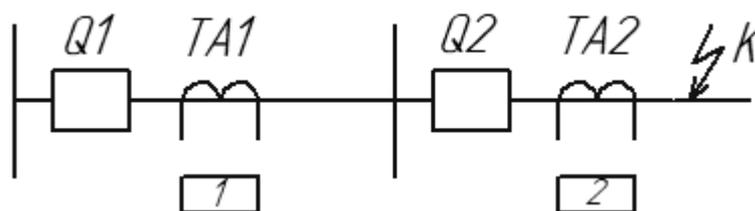


Рисунок 1.4 – Схема МТЗ с двумя участками

При КЗ в точке «К» на ток КЗ среагируют защиты №1 и №2. Так как у защиты №2 выдержка времени меньше, защита отключит поврежденный участок, а защита №1 вернется в исходное состояние.

Для возврата защиты №1 в исходное состояние необходимо, чтобы ток срабатывания защиты был больше максимального тока в линии после отключения КЗ в точке «К».

Еще одним фактором, влияющим на расчет тока возврата защиты является увеличение тока в линии вследствие пуска или самозапуска двигателей, а также перегрузок.

Пуски и самозапуски двигателей при расчетах учитывают с помощью коэффициента самозапуска ($K_{сз} = 2,5-3$). Перегрузки учитывают, используя коэффициент надежности ($K_n = 1,1-1,3$).

Ток возврата рассчитывается по формуле (1.1):

$$I_{ВЗ} = K_{сз} \cdot K_{н} \cdot I_{раб\ макс} , \quad (1.1)$$

где $I_{раб\ макс}$ - максимальный рабочий ток в линии.

Ток срабатывания защиты рассчитывается по формуле (1.2):

$$I_{сз} = \frac{I_{ВЗ}}{K_{ВЗ}} , \quad (1.2)$$

где $K_{ВЗ}$ – коэффициент возврата.

Ток срабатывания реле находится по формуле (1.3):

$$I_{ср} = \frac{I_{ВЗ} \cdot K_{сх}}{K_{ВЗ} \cdot K_{т}} , \quad (1.3)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы; $K_{т}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Чувствительность защиты проверяется по току КЗ в конце защищаемой зоны. Для МТЗ коэффициент чувствительности должен составлять $\geq 1,5$. Если МТЗ осуществляет дальнейшее резервирование, то $K_{ч}$ должен быть $\geq 1,2$.

Современные МТЗ выполняются на микропроцессорной и микроэлектронной элементной базе.

Структурная схема микроэлектронного реле представлен на рисунке 1.5.

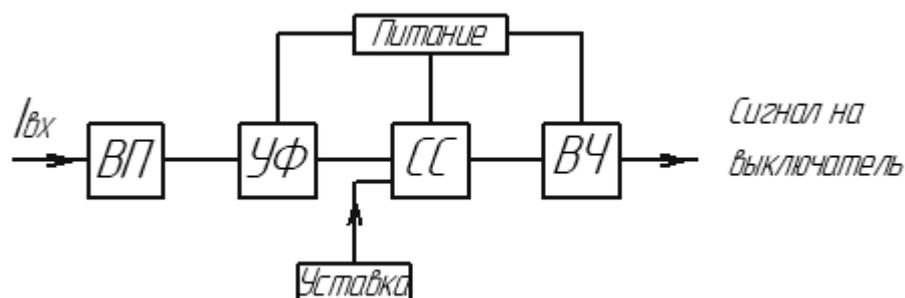


Рисунок 1.5 – Структурная схема микроэлектронного реле

Обозначения на схеме:

ВП – входной преобразователь – содержит измерительный трансформатор;

УФ – узел формирования – обеспечивает нужную характеристику выходного сигнала;

СС – схема сравнения – в схеме сравнения сформированный сигналы сравниваются с сигналом уставки;

ВЧ – выходная часть – формирует сигнал на выключатель.

Большое распространение имеют защиты, выполненные на базе микропроцессорных терминалов.

Структурная схема работы микропроцессорного реле представлена на рисунке 1.6.

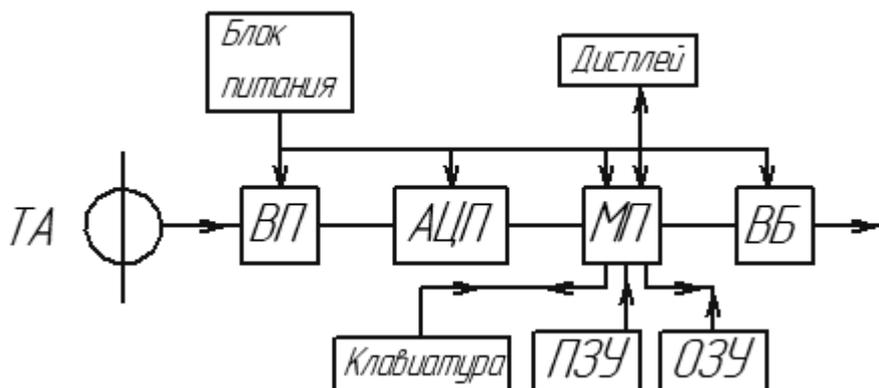


Рисунок 1.6 – Структурная схема микропроцессорного реле

Обозначения на схеме:

ТА – трансформатор тока;

ВП – входной преобразователь

АЦП – аналого-цифровой преобразователь;

МП – микропроцессор;

ПЗУ – постоянное запоминающее устройство;

ОЗУ – оперативное запоминающее устройство;

ВБ – выходной блок.

1.1.2 Токовая отсечка

Токовая отсечка (ТО), в отличие от МТЗ выполняется без выдержки времени и отстраивается не от рабочих токов, а от токов КЗ.

Ток срабатывания защиты можно определить по формуле (1.4):

$$I_{сз} = K_{сх} \cdot K_{н} \cdot I_{кз.3ф}. \quad (1.4)$$

Наибольшее применение токовая отсечка находит в сетях с односторонним питанием. Если необходимо использовать ТО в сети с двусторонним питанием, то необходимо соблюдение двух условий:

1. Защита устанавливается с обеих сторон линии.

Ток срабатывания в этом случае рассчитывается аналогично и выбирается наибольший.

2. Необходимо так же отстраивать защиту от уравнильных токов, протекающих по линии в случае выхода генератора из синхронизма.

Последовательность расчета тока срабатывания следующая:

1. Рассчитывается ток срабатывания для обоих комплектов защит. Выбирается наибольшее значение;

2. Рассчитываются уравнильные токи. Выбирается наибольшее значение;

3. Выбирается окончательное наибольшее значение тока срабатывания защиты.

Основной недостаток ТО – неспособность ТО защитить всю линию. Поэтому ТО практически не применяется как единственная защита.

1.1.3 Максимальная токовая направленная защита

НМТЗ используется для обеспечения селективности в кольцевых сетях и радиальных сетях с двумя источниками питания.

Основным элементом, обеспечивающим работу данной защиты, является реле направления мощности.

В современных системах используются полупроводниковые реле направления мощности. Схема полупроводникового реле представлена на рисунке 1.7.

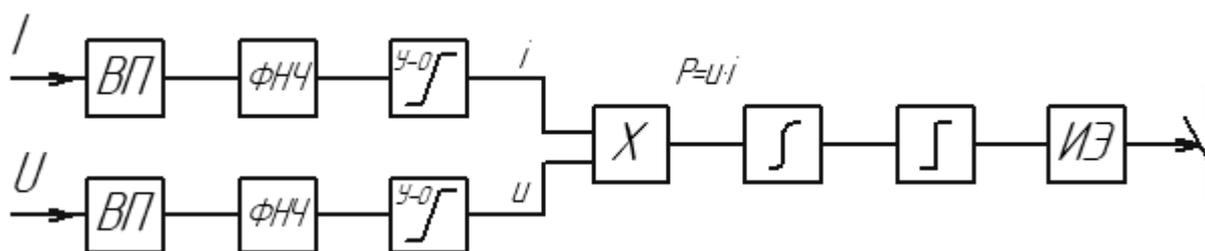


Рисунок 1.7 – Схема полупроводникового реле направления мощности

Как правило, за положительное направление принимается направление от сборных шин в линию.

Реле направления мощности включается в логическую часть схемы МТЗ. Для срабатывания защиты необходимо превышение уставки по току и срабатывание реле направления мощности.

Недостатком данной защиты является наличие мертвой зоны по напряжению, что может привести к отказу при близких трехфазных КЗ. Так же к недостатку можно отнести сравнительно малое быстродействие.

1.1.4 Дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита (ДЗ) используется для защиты генераторов, трансформаторов, электродвигателей и воздушных линий электропередач.

ДЗ подразделяется на 2 типа:

– продольная – используется для защиты генераторов, трансформаторов, двигателей;

– поперечная – для защиты многоцепных линий.

Принцип действия ДЗ основан на сравнении токов в начале и конце защищаемого участка. Зона действия ДЗ ограничивается трансформаторами тока, устанавливаемыми с обеих сторон защищаемой зоны.

Схема дифференциальной защиты представлена на рисунке 1.8.

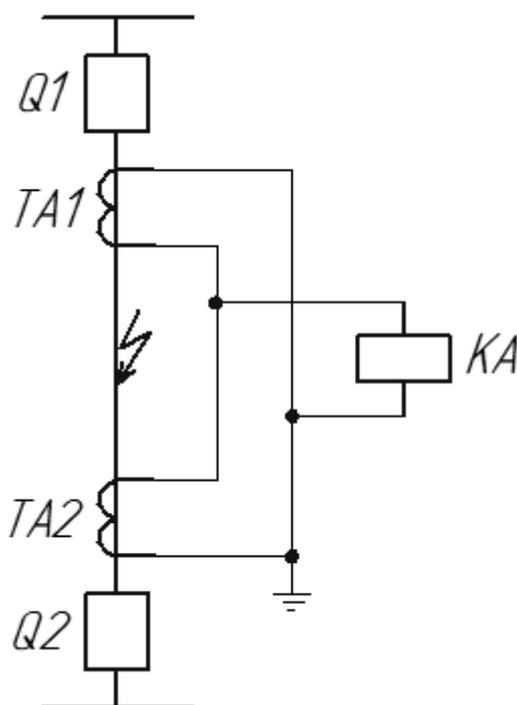


Рисунок 1.8 – Схема дифференциальной защиты

При возникновении КЗ вне защищаемой зоны, во вторичной цепи разность токов равна 0 и защита не срабатывает. При возникновении КЗ в защищаемой зоне, направление тока во вторичных обмотках трансформаторов тока TA1 и TA2 становится противоположным. Появляется результирующий ток, который протекает через реле KA. Если результирующий ток превышает значение уставки, защита срабатывает и отключает выключатели Q1 и Q2.

Такая схема соединения называется схемой с циркулирующими токами, то есть схема параллельного соединения вторичных обмоток ТТ и реле.

ДЗ обладает большой селективностью, так как вследствие схемы соединения не реагирует на качания, перегрузки и внешние короткие замыкания.

Однако ТТ обладают определенными погрешностями. Вследствие этого в нормальном режиме ток в реле не равен 0. Ток протекающий в реле называется током небаланса. Выбор тока срабатывания необходимо производить с учетом отстройки от тока небаланса.

Ток небаланса определяется током намагничивания ТТ, так как конструкции магнитопроводов двух ТТ неодинаковы.

Ток срабатывания реле можно определить по формуле (1.5):

$$I_{\text{ср}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб.макс}} \cdot \quad (1.5)$$

Ток небаланса рассчитывается в зависимости от значений погрешности, коэффициента однотипности, коэффициента апериодической составляющей тока переходного процесса и максимального значения тока трехфазного внешнего КЗ.

Рассчитывается ток небаланса по формуле (1.6):

$$I_{\text{нб.макс}} = \frac{(E/100) \cdot K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{ап}} \cdot I_{\text{кз.вн.макс}}^3}{K_{\text{т}}} \cdot \quad (1.6)$$

Коэффициент чувствительности для ДЗ должен быть ≥ 2 .

1.2 Системы защиты и автоматики маломощных синхронных генераторов

«За период эксплуатации в синхронных генераторах могут происходить различные повреждения статора и ротора, а так же возможны ненормальные режимы работы.

К повреждениям обмотки статора относятся:

- многофазные короткие замыкания,
- однофазные замыкания,
- двухфазные замыкания на землю, одно из которых возникло в обмотке, а другое во внешней сети,
- межвитковые замыкания.

Наиболее опасными являются многофазные замыкания. Основными последствиями являются: большие токи, разрушение изоляции обмотки электрической дугой и выплавление значительного количества стали магнитопровода. Все это усложняет и сильно удорожает ремонт генератора.

К повреждениям обмотки ротора относятся замыкания на землю в одной и двух точках. Замыкание на землю происходит через магнитопровод и ограничивается системой возбуждения генератора. При замыкании в одной точке режим работы цепи возбуждения остается неизменным, и такое замыкание не представляет опасности для генератора. Опасным является замыкание в двух точках, так как часть обмотки ротора оказывается закороченной и перегревается в результате возрастания тока. Это та же приводит к искажению магнитного потока обмотки и вызывает вибрацию ротора. Состояние изоляции цепей возбуждения контролируется путем измерения сопротивления изоляции.

К основным ненормальным режимам работы генераторов относятся:

- симметричные и несимметричные перегрузки,
- внешние короткие замыкания, повышенное напряжение,
- асинхронный режим,
- перегрузка ротора током возбуждения.

Симметричные перегрузки могут возникать при отключении параллельно работающих генераторов, при самозапуске электродвигателей, при толчках нагрузки, обусловленных технологическим процессом у потребителей. Опасность перегрузок состоит в том, что они вызывают перегрев изоляции и приводят к ее разрушению. Некоторое время после возникновения перегрузки генератор нужно оставить в работе, так как температура изоляции не может возрасти мгновенно. Допустимое время перегрузки зависит от ее степени.

Несимметричные перегрузки могут возникать при неполнофазном режиме работы сети генераторного напряжения и при значительной однофазной нагрузке. Несимметричные перегрузки дополнительно нагревают обмотку ротора, так как индуцируют токи, противоположные токам нормального режима.

Токи внешних коротких замыканий как и токи перегрузки вызывают значительный перегрев генератора.

Повышение напряжения возникает при внезапном сбросе нагрузки, так как у разгруженного генератора частота вращения возрастает»[2].

«Для генераторов, напряжением 1 кВ и выше, мощностью более 1 Мвт предусматриваются следующие устройства релейной защиты:

- защита от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора;
- защита от двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе – во внешней сети;
- защита от замыканий между витками одной фазы;
- защита от внешних КЗ;
- защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- защита от асинхронного режима с потерей возбуждения.

Для защиты генераторов от многофазных замыканий в обмотке статора, как правило, применяется продольная дифференциальная защита. Защита

действует на отключение генераторного выключателя, гашение поля и отключение турбины.

В зону действия защиты кроме генератора так же входят соединения генератора со сборными шинами (до выключателя).

Защита выполняется с током срабатывания не больше $0,6 I_{ном}$.

Защита отстраивается от переходных значений тока небаланса. Схема выполнения – трехфазная трехрелейная.

Современные защиты выполняются трехфазными, но вместо трех реле используется один микропроцессорный терминал.

Для защиты от однофазных замыканий на землю в обмотке статора при естественном емкостном токе замыкания на землю 5А и более предусматривается токовая защита, реагирующая на полный ток замыкания на землю или на его составляющие высших гармоник. При необходимости для ее включения могут быть установлены трансформаторы тока нулевой последовательности непосредственно у выводов генератора.

При установке на генераторах трансформатора тока нулевой последовательности для защиты от однофазных замыканий на землю предусматривается токовая защита от двойных замыканий на землю, присоединяемая к этому трансформатору тока.

Для защиты от замыканий между витками одной фазы в обмотке статора генератора с выведенными параллельными ветвями предусматривается односистемная поперечная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

Для защиты генераторов мощностью более 1 МВт до 30 МВт от внешних КЗ применяется максимальную токовую защиту с комбинированным пуском напряжения, выполненным с одним минимальным реле напряжения, включенным на междуфазное напряжение, и одним устройством фильтр-реле напряжения обратной последовательности, разрывающим цепь минимального реле напряжения.

Защита генераторов мощностью более 1 МВт от токов, обусловленных внешними КЗ, выполняется с соблюдением следующих требований:

1. Защиту следует присоединять к трансформаторам тока, установленным на выводах генератора со стороны нейтрали.

2. При наличии секционирования шин генераторного напряжения защиту следует выполнять с двумя выдержками времени: с меньшей выдержкой — на отключение соответствующих секционных и шиносоединительного выключателей, с большей — на отключение выключателя генератора и гашение поля.

Защита генератора от токов, обусловленных симметричной перегрузкой, должна быть выполнена в виде максимальной токовой защиты, действующей на сигнал с выдержкой времени и использующей ток одной фазы статора.

На турбогенераторах с непосредственным охлаждением проводников обмоток рекомендуется устанавливать устройства защиты от асинхронного режима с потерей возбуждения. Допускается вместо этого предусматривать автоматическое выявление асинхронного режима только по положению устройств автоматического гашения поля. При действии указанных устройств защиты или при отключении АГП на генераторах, допускающих асинхронный режим, должен подаваться сигнал о потере возбуждения.

Генераторы, не допускающие асинхронного режима, а в условиях дефицита реактивной мощности в системе и остальные генераторы, потерявшие возбуждение, должны отключаться от сети при действии указанных устройств (защиты или автоматического гашения поля)»[1].

Ведущими мировыми производителями устройств защиты для генераторов являются компании Woodward (США), ComAp (Чехия), Lovato (Италия).

Рассмотрим основные особенности этих устройств.

1.2.1 Устройства защиты и автоматики Woodward

На сегодняшний момент компания Woodward является признанным

| Параметр | Значение |
|----------|----------|
|----------|----------|

лидером в области систем управления и регулирования дизельных и газопоршневых электроустановок.

Для контроля и управление режимом работы генератора основным устройством в линейке Woodward является контроллер EasyGen3000.

Контроллер EasyGen3000 представляет собой микропроцессорное устройство управления генераторами. Использование контроллера EasyGen3000 позволяет осуществить управление генераторами, работающими в следующих режимах:

- автономная работа;
- работа одного генератора параллельно с сетью;
- работа нескольких генераторов в параллель;
- работа нескольких генераторов параллельно с сетью.

Терминал содержит в себе несколько инструментов для оптимальной настройки:

- FlexApp – позволяет настраивать количество силовых выключателей, находящихся под управлением терминала.
- LogicsManager – с помощью данного инструмента можно создавать и/или изменять функции защиты и управления. Логика работы задается путем программирования логических таймеров и комбинирования логических операций.

В таблице 1.1 представлены технические характеристики контроллера EasyGen3000.

Таблица 1.1 - Технические характеристики контроллера EasyGen3000

| Параметр | Значение |
|------------------------|-------------------------|
| Питание | 12/24В постоянного тока |
| Внутреннее потребление | макс. 17Вт |

| | |
|---------------------------|---------------|
| Номинальное напряжение | 100В |
| Допустимое перенапряжение | 2,5кВ |
| Номинальный ток | 1/5А |
| Погрешность | Класс 1 |
| Дискретные выходы | Изолированные |
| Релейные выходы | Изолированные |

Продолжение таблицы 1.1

Для осуществления защиты генератора в линейке Woodward используется микропроцессорное реле MCDGV4 серии HighProtect.

MCDGV4 представляет собой высокочастотное реле дифференциальной защиты генераторов средней и большой мощности. Дополнительно в зону действия защиты может быть введен трансформатор, что позволяет осуществить защиту блока генератор-трансформатор.

Кроме дифференциальной защиты, на базе данного реле могут быть реализованы следующие типы защит:

- двухступенчатая защита от перевозбуждения (перенасыщения), например для защиты повышающего трансформатора во время включения;
- двухступенчатая защита от недовозбуждения;
- перегрузка по току статора/тепловая модель для обнаружения длительных незначительных перегрузок по току;
- шестиступенчатая (зависимая от напряжения) токовая защита;
- защита по обратной мощности;
- защита от обратного чередования фаз;
- защита минимального и максимального напряжения;
- защита минимальной и максимальной частоты.

MCDGV4 использует программное обеспечение Smart View SE.

1.2.2 Устройства защиты и автоматики ComAp

Для контроля и управление режимом работы генератора основным устройством в линейке ComAp является контроллер IntelliCompact NT.

К особенностям данного контроллера относятся:

- контроль работы генератора в режиме параллельно с сетью и параллельно с другими генераторами;
- возможность прямой и обратной синхронизации;
- регулирование напряжения, частоты и мощности;
- интерфейсы передачи данных RS232, RS485, USB, Modbus, GSM;
- компактность установки.

Для защиты генератора может быть применено устройство Mains Pro.

Mains Pro – это микропроцессорное реле защиты генератора.

Основные характеристики реле:

- простота настройки и интерфейса;
- удаленная двоичная связь;
- большое количество встроенных защит по току, напряжению и частоте;
- защита от отказа выключателя;
- устойчивость к колебаниям частоты.

Главной особенностью реле Mains Pro – реле можно заменить на любое другое реле ComAp без необходимости перенастройки.

1.2.3 Устройства защиты и автоматики Lovato

Рассмотрим микропроцессорный блок RGK900SA. Главной особенностью данного блока является совмещение в одном корпусе контроллера управления и устройства релейной защиты.

Основные характеристики:

- управление процессом синхронизации в автоматическом режиме и обеспечение параллельной работы нескольких генераторных установок;

- расширенные функции управления мощностью и распределением нагрузки;
- 10 светодиодных индикаторов для отображения режима работы и технического состояния генератора;
- интерфейсы связи RS232, RS485, USB, Ethernet, GSM/GPRS;
- дополнительные дискретные входы/выходы, статические или релейные выходы;
- встроенная в контроллер логика с пороговыми значениями, счетчиками, аварийной сигнализацией;
- аварийная сигнализация, полностью настраиваемая пользователем;
- вход для считывания частоты вращения генератора;
- управление автоматическим регулятором напряжения (AVR) посредством программируемого аналогового выхода;
- память на 250 событий;
- поддержка внешних аварийных сигналов и внешних устройств.

Главным недостатком является отсутствие встроенной дифференциальной защиты. Вследствие этого необходима установка дополнительного устройства дифференциальной защиты от стороннего производителя.

1.3 Системы защиты и автоматики силовых трансформаторов

В процессе эксплуатации на силовых трансформаторах и на их соединениях с коммутационными аппаратами могут возникать КЗ. Так же может возникнуть ненормальный режим работы. Поэтому силовые трансформаторы снабжаются устройствами релейной защиты от КЗ и ненормальных режимов работы.

Для защиты сухих трансформаторов применяется МТЗ, дифференциальная защита, тепловая защита.

Для защиты от замыкания на землю в трансформаторе используется защита нулевой последовательности с действием на сигнал, если нейтраль заземлена. При изолированной или компенсированной нейтрали защита действует на отключение в случае, когда такая защита стоит в сети, в противном случае действует на сигнал.

Ненормальными режимами работы для сухого трансформатора являются:

- перегрузка;
- внешние КЗ;
- повышенная температура обмоток.

Для защиты трансформатора от данных ненормальных режимов работы устанавливаются следующие защиты:

- токовая отсечка;
- МТЗ;
- токовая защита нулевой последовательности;
- тепловая защита.

Токовая отсечка и МТЗ устанавливается со стороны источника питания, чтобы в зону действия защиты попадали соединения выводов трансформатора с выключателем (рисунок 1.9).

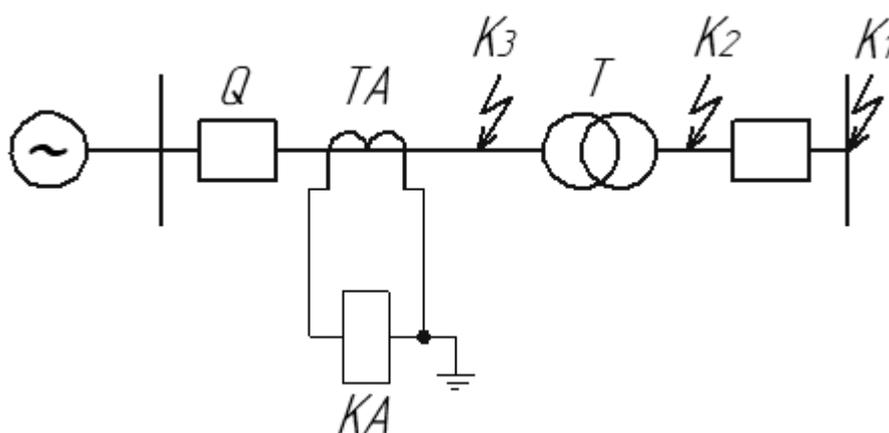


Рисунок 1.9 – Схема токовой отсечки трансформатора

Селективность отсечки достигается путем выбора тока срабатывания.

Расчет тока КЗ в точке К1 позволяет учесть бросок тока намагничивания силового трансформатора.

При КЗ на стороне высокого напряжения у источника питания (точка К3) ток превышает ток в точке К1 и защита отключает трансформатор со стороны источника питания.

При повреждении на соединении выводов трансформатора с выключателем (точка К2) ТО может не сработать. Поэтому токовая защита от многофазных КЗ силового трансформатора дополняется МТЗ. В этом случае трансформатор защищен со всех сторон как от многофазных КЗ, так и от сверхтоков внешних КЗ.

В распределительных сетях предприятий применяются трансформаторы со схемой соединения обмоток Δ/Y_n . В таких сетях замыкания на землю и на нулевой провод сопровождаются значительными токами и представляют опасность для трансформатора. Поэтому на трансформаторах в напряжением на высокой стороне до 35кВ предусматривается защита на отключение при КЗ на землю или нулевой провод на стороне 0,4 кВ.

Ток срабатывания защиты определяется с учетом номинального тока трансформатора, коэффициента надежности, коэффициента перегрузки, коэффициента возврата и с учетом допустимого превышения тока в нейтрали от номинального тока в обмотках.

То есть ток срабатывания реле можно выразить формулой (1.7):

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{н}} \cdot 0,25}{K_{\text{вз}} \cdot K_{\text{т}}} \quad (1.7)$$

Выдержка времени защиты согласуется с выдержкой времени защит на присоединении.

Чувствительность проверяется по минимальному однофазному току КЗ на шинах низкого напряжения. Коэффициент должен быть $\geq 1,5$.

На рисунке 1.10 представлена схема дифференциальной защиты трансформатора.

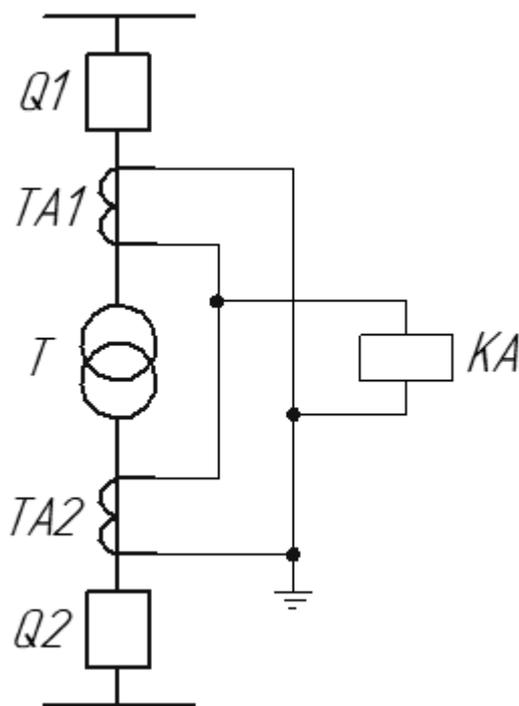


Рисунок 1.10 – Схема дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита трансформатора обладает повышенной погрешностью, так как помимо неодинаковости трансформаторов тока, существенное влияние на точность защиты оказывает неодинаковое соединение обмоток силового трансформатора.

Возникает ток небаланса, который приводит к фазовому сдвигу и в нормальном режиме в реле протекает ток небаланса.

Для того чтобы уменьшить ток небаланса, обусловленный неодинаковой схемой соединения обмоток трансформатора, схемы соединения обмоток ТТ выбирают по обратному принципу (рисунок 1.11).

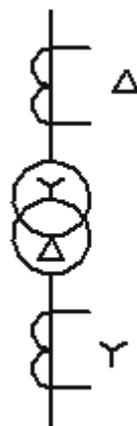


Рисунок 1.11 – Схема соединения обмоток трансформатора и ТТ

При включении трансформатора на холостой ход или восстановлении после КЗ возникает бросок тока намагничивания, значение которого иногда сопоставимо со значением тока КЗ.

Если выбрать ток срабатывания защиты на уровне броска тока намагничивания, это может привести к закорочиванию защиты. Для избежания данного явления при выборе тока срабатывания необходимо учитывать значения броска тока намагничивания.

Для примера рассмотрим микропроцессорный блок релейной защиты от отечественного производителя и от зарубежного.

Отечественным микропроцессорным устройством релейной защиты является БМРЗ «Механотроника». Научно-Технический Центр «Механотроника» первым в России разработал и приступил к серийному выпуску микропроцессорных устройств релейной защиты и на сегодняшний день является инновационным разработчиком и надежным поставщиком интеллектуальных устройств на рынок России и стран СНГ уже более 26 лет.

Рассмотрим устройство серии БМРЗ. Устройства серии БМРЗ выполнены на базе модульной конструкции и реализуют функции релейной защиты и автоматики в сетях напряжением от 6 до 220 кВ.

Основные характеристики БМРЗ:

- дифференциальная защита трансформатора;

- токовая отсечка;
- МТЗ/Направленная МТЗ;
- ТЗНП/Направленная ТЗНП;
- Защита максимального/минимального напряжения.

Блок применяется в схемах трехфазного подключения ТТ по схеме звезда, независимо от схемы соединения обмоток силового трансформатора. Допускается использовать двухфазное подключение ТТ только для обмоток силового трансформатора, соединенных по схеме «треугольник», при этом ТТ подключаются к фазам А, С, на вход блока фазы В должен быть подан в противофазе суммарный ток фаз А и С.

В качестве примера зарубежного микропроцессорного блока рассмотрим устройство Seram «Schneider Electric».

«К функциям защиты Seram относятся:

- максимальная токовая защита и защита от замыканий на землю с регулируемым временем возврата, с переключением групп активных уставок и логической селективностью;
- защита от замыканий на землю, не чувствительная к току включения трансформаторов;
- обнаружение небаланса фаз;
- тепловая защита RMS, учитывающая внешнюю рабочую температуру и работу вентиляции;
- защита по скорости изменения частоты для быстрого и надежного отключения;

Seram может использовать следующие протоколы связи:

- Modbus RTU;
- DNP3;
- МЭК 60870&5&103;
- МЭК 61850.

Все данные, необходимые для централизованного дистанционного управления оборудованием с диспетчерского пункта, доступны благодаря порту связи Modbus, поддерживающему следующие функции:

- считывание данных измерений, аварийных сообщений, уставок защит и т.д.;
- запись команд телеуправления выключателя и т.д.

Устройство позволяет фиксировать 3 типа диагностической информации:

- диагностика сети и генератора (ток отключения, коэффициент небаланса, запись осциллограмм аварийных режимов);
- диагностика коммутационного аппарата (кумулятивное значение токов отключения, время работы);
- диагностика устройства защиты и его дополнительных модулей (постоянное самотестирование, устройство отслеживания готовности)»[28].

1.4 Мировой опыт построения систем РЗА

1.4.1 В мировой практике построения систем РЗА большую популярность набирают защиты с использованием искусственных нейронных сетей.

Искусственная нейронная сеть (ИНС) была оснащена отличительными особенностями параллельной обработки, нелинейного отображения, ассоциативной памяти, а также возможностями автономного и онлайн-обучения. Широкое использование ИНС с ее побеждающими результатами делает ее эффективным диагностическим средством в электроэнергетических системах. Ее универсальность с разнообразной применимостью может быть замечена в других областях науки и технических исследованиях. Это сложная сеть взаимосвязанных нейронов, в которой зажигание электрических импульсов через их соединения приводит к распространению информации. ИНС обучается с использованием выбранных ранее образцов неисправностей в качестве входных данных и набора информации о неисправностях в качестве выхода для

приложения диагностики неисправностей. Нейронные сети состоят в основном из трех базовых алгоритмов обучения, таких как контролируемое обучение, неконтролируемое обучение и усиленное обучение. Среди этих контролируемых обучений наиболее часто используется и также упоминается обучение с учителем. Оно применяется, когда цель имеет идентифицированное значение и связана с каждым входом в обучающем наборе [14].

1.4.2 Дистанционные защиты работают путем измерения полного сопротивления контура короткого замыкания. Они довольно широко применяются для высоковольтных линий электропередачи и повышающих трансформаторов генераторов.

Если центр колебаний достаточно близок к месту установки дистанционной защиты, то во время колебаний мощности вектор полного сопротивления может войти в зону измерения защиты и может вызвать ненужное отключение защищаемого элемента энергосистемы.

Для того, чтобы избежать ненужных отключений во время колебаний мощности, может применяться блокировка. За пределом зоны поиска повреждений, на соответствующем расстоянии добавляется специальная характеристика, и измеряется длительность прохождения вектора между этими зонами.

Если в измеряемой зоне присутствует короткое замыкание, длительность прохождения вектора между зонами очень мала.

Блокировка не активируется. Если присутствует колебание мощности, длительность прохождения вектора между зонами значительно увеличивается, и активируется блокировка.

На основании изложенного выше принципа работы, блокировка колебаний мощности имеет значительные недостатки.

Чтобы избежать ненужной активации блокировки в несбалансированном состоянии, фазовая симметрия, типичная для послеаварийного состояния с колебаниями мощности, вводится в качестве критерия активации блокировки [21].

1.4.3 Реле сопротивления, установленные в энергосистеме, подвергаются ненужной активации и отключению в ответ на перепады напряжения. Наиболее распространенной причиной перепадов напряжения являются нарушения в виде короткого замыкания в линии передачи. В зависимости от места и продолжительности короткого замыкания перепады напряжения могут быть синхронными или асинхронными. Если короткое замыкание происходит возле узла генерации, и время его устранения не слишком велико, то оно не должно вызывать потери синхронности генераторов. В таком случае могут появиться сильные качания мощности, сопровождающиеся большими изменениями токов и напряжений в линиях передачи. Эти изменения означают уменьшение полного сопротивления, наблюдаемого дистанционной защитой. Когда полное сопротивление, наблюдаемое реле, уменьшается до значения, соответствующего зонам измерения реле, это может привести к его ненужному отклику и отключению генератора или линии. Такое отключение может привести к потере синхронизации других генераторов или перегрузке линий, что, в свою очередь, может привести к сильному сбою в энергосистеме (отключению электроснабжения).

В случае короткого замыкания, которое длится слишком долго и произошло вблизи от электростанции, энергосистема также может потерять синхронизм из-за того, что генераторные установки выходят из шага и переходят к асинхронной работе. Это явление асинхронной работы сопровождается также очень значительными изменениями токов и напряжений, что приводит к быстрым изменениям полного сопротивления, наблюдаемого дистанционной защитой. Также в этой ситуации защита может без необходимости реагировать и отключать линию передачи. Генераторы, которые перешли в асинхронную работу, должны быть выборочно отключены специальными защитными устройствами и автоматикой для защиты полюсов.

Чтобы уменьшить риск ненужной реакции дистанционной защиты на колебания мощности, защита снабжена так называемой функцией обнаружения качаний (ОКМ). Эта особенность отличает изменение полного сопротивления,

вызванного колебаниями мощности, от изменения, вызванного коротким замыканием, и в случае колебаний мощности должно блокировать функции защиты. Важно, чтобы функция блокировки качаний мощности дистанционной защиты выполнялась правильно, то есть правильно распознавала синхронные и асинхронные колебания. Очень важная проблема - правильный выбор параметров функции ОКМ [20].

1.4.4 Предвиденная концепция технологии Smart Grid, которая обещает высокоэффективные и динамичные энергетические системы в Европе, должна подкрепляться соответствующей информационной и коммуникационной системой. С этой точки зрения более чем очевидно взять уже приобретенные знания из хорошо развитых обычных информационных и коммуникационных систем и применить их к сфере энергосистемы.

Однако энергетические системы, такие как электрические сети, предъявляют более жесткие требования к коэффициентам производительности системы связи, по крайней мере, с точки зрения надежности, чем обычно требуется и ожидается от обычных информационных систем.

В последние годы растет интерес к применению уже существующих технологий ИКТ в электроэнергетике. Основным стимулом, лежащим в основе этой деятельности, можно прежде всего увидеть в более низких и постоянно снижающихся капитальных затратах, сильной стандартизации технологий и их зрелости. Нельзя также пренебрегать тем, что можно выбрать конкретные устройства у более широкого круга производителей, избегая потенциальной блокировки вендора, как это часто наблюдается в отрасли распределения электроэнергии. Ethernet-технология, изначально разработанная и специально ориентированная только на сегмент локальной сети, сегодня является очень зрелой, недорогой, масштабируемой и надежной коммуникационной сетевой платформой, которую легко модернизировать до десятков гигабит. Таким образом, неудивительно, что прилагаются большие усилия для создания этой сети в качестве основы для будущей интегрированной системы связи в электроэнергетике [17].

1.4.5 Электроэнергетическая система может подвергаться различным видам неисправностей во время ее работы, что может привести к повреждению оборудования, подключенного к этой системе, поэтому возникает необходимость в разработке надежной защитной системы, для достижения надежности резервной защитной схемы в случае любого отказа в первичной защите. Схема резервного копирования не должна работать, если первичная не смогла предпринять соответствующие действия, а это значит, что она должна работать после определенной временной задержки, известной как временной интервал координации (ВИК), что дает возможность первичной защите работать в первую очередь. Вышеупомянутый сценарий приводит к формулировке координации защитных реле, состоящей в выборе подходящей настройки каждого реле, так чтобы выполнялась их основная защитная функция под желательными качествами релейной защиты, а именно чувствительностью, селективностью, надежностью и специальностью. Однако введение РГ в территорию энергосистемы изменяет существующую схему защиты. Несмотря на то, что РГ имеет много преимуществ при проектировании и эксплуатации системы, она также имеет негативные последствия, одним из этих негативных эффектов является ее влияние на систему защиты, особенно на помехи, вызванные существующей координацией ретрансляции [19].

1.4.6 Микро-энергосистема, согласно CERTS, представляет собой микросистему питания, включающую в себя кластер нагрузок, накопителей и несколько дизель-генераторов (ДГ). По сравнению с традиционной национальной энергосистемой микро-энергосистема имеет определенные преимущества, например это очень подходит для возобновляемых ресурсов; Она требует меньших финансовых вложений и имеет гибкость в случае необходимости, а местная социальная и природная среда отвечает необходимым предварительным условиям; неисправность или перебой в работе централизованной энергосистемы изолируется. Однако также из-за этих особенностей микро-энергосистема требует высокого и сложного уровня автоматизации для контроля и управления [15].

1.4.7 В энергосистемах не только неисправности, возникшие в первичных системах, влияют на работу системы, но также и неисправности, возникшие во вторичных системах, влияют на работу системы. Скрытый отказ системы защиты может привести к неправильному и несоответствующему удалению цепи. При крупномасштабном доступе к энергосистеме новых источников энергии влияние скрытых неисправностей систем релейной защиты является более серьезным и сложным, что делает надежность и оценку риска релейной защиты горячей темой исследования, например, наименьшая Квадратурная оценка, анализ дерева неисправностей, метод пространственных состояний Маркова, метод оценки параметров и метод Байесовской сети. Характеристики структуры, метод выборки и режим отключения устройств релейной защиты оказывают большое влияние на надежность системы релейной защиты. Для оценки параметров систем релейной защиты и оценки надежности систем релейной защиты используются метод наименьших расчетных квадратов, метод наименьших квадратов и метод среднего ранга, метод наименьших квадратов, улучшенный метод оценки малого параметра выборки и т. д., позволяющие получить хорошие результаты. Исследование надежности системы релейной защиты в основном ориентировано на модель надежности и анализ надежности, например, модель надежности системы релейной защиты построена методом блок-схемы надежности и методом матричного анализа; В соответствии со структурными характеристиками различного процесса релейной защиты, строится модель надежности для разных линий. Надежность системы релейной защиты анализируется качественно в соответствии с различными режимами действия [22].

1.4.8 Дифференциальная защита - это основная защита трансформаторов от внутренних неисправностей. Как предотвратить неправильное функционирование дифференциальной защиты, вызванное намагничиванием пускового тока, всегда было одной из самых горячих тем исследования. В настоящее время представлено множество решений. Тем не менее, метод

сдерживания второй гармоники наиболее широко используется на практике, поскольку он прост и легок в выполнении.

Как правило, крупные силовые трансформаторы используют режим соединения «звезда-треугольник», и внутри треугольных обмоток не установлены ТТ. Следовательно, ток через эти обмотки нельзя измерить напрямую, и дифференциальный ток фазы не может быть получен. Вместо этого принимается дифференциальная защита по току линии. В этом случае может возникнуть симметричный пусковой ток, который делает недействительным сдержанный критерий его неочевидных особенностей. Для решения этой проблемы используется шаблон фазового ограничения максимального гармонического отношения, который является, по существу, шаблоном сдерживания или дверью. Но в этом случае, когда трансформаторы с внутренними неисправностями не под напряжением, дифференциальная защита будет слабо сдерживаться пусковым током нормальных фаз, и скорость развязывающего повреждения будет уменьшена.

Основываясь на достаточных исследованиях особенностей намагничивающего пускового тока, разработана схема с адаптивной вторичной гармонической схемой с использованием фазового угла и амплитуды для обнаружения бросков тока. В этой схеме регулируемое отношение вторичной гармоники можно адаптировать в соответствии с соотношением фазовых углов между основной гармоникой и вторичной гармоникой. Это значительно улучшает способность различать намагничивающий пусковой ток и внутренний ток короткого замыкания. Однако, когда эта схема применяется в трансформаторе, подключенном в режиме звезда-треугольник, проблема, что дифференциальная защита не может работать мгновенно, когда трансформаторы с внутренними отказами находятся под напряжением, все еще существует [23].

1.4.9 Развитие современных сверхвысоковольтных энергосистем требует более высокой безопасности, стабильности и экономической эффективности. Для обеспечения безопасной эксплуатации требуется хорошая система

заземления. Основной базой, характеризующей систему заземления, является ее сопротивление земле.

Существует несколько методов измерения сопротивления заземляющей системы. Среди них метод падения потенциала наиболее широко применяется почти для всех типов систем заземления, что доказано во многих полевых испытаниях.

Для измерения сопротивления заземления подстанции необходимо подавать напряжение между заземляющей системой подстанции и удаленным (текущим) электродом, что вызывает циркуляцию тока через него. Потенциальный электрод размещается в разных положениях между токовым электродом и заземляющей системой. Измерительное устройство соединено с токовым и потенциальным электродами с токовыми и потенциальными проводами.

Отношение напряжения к току, известное как активное сопротивление, нанесено на график относительно расстояния от подстанции. Требуемое значение сопротивления заземляющей системы расположено на результирующей кривой в окрестности точки, соответствующей потенциальной длине провода (0,5 - 0,7 от текущей длины провода) [18].

1.4.10 Распределенная генерация (DG) - это новая технология электроснабжения, которая является результатом политики устойчивого развития земной среды и технического прогресса. IEEE определяет распределенную генерацию как выработку электричества на объектах, которые значительно меньше, чем центральные генерирующие станции, чтобы обеспечить возможность соединения практически в любой точке энергосистемы. Распределенная генерация включает мощность малых двигателей внутреннего сгорания, микротурбин, топливных элементов и различных видов возобновляемых источников энергии, таких как фотоэлектрические элементы для производства солнечной энергии, энергии ветра и биомассы. Преимущества РГ могут быть достигнуты в следующих аспектах: повышение энергоэффективности, увеличение разнообразия

энергопотребления для решения энергетического кризиса и энергетической безопасности, играет роль в высокочастотной коррекции, улучшении кривой напряжения, уменьшении потерь при распределении и передаче, Повышение надежности, решение проблемы электроснабжения в отдаленных районах, сокращение выбросов углерода и отсрочка инвестиций. Однако сообщается, что введение многочисленных РГ с большей емкостью вызывает увеличение тока короткого замыкания, а также неправильное функционирование защитных устройств и ухудшение качества электроэнергии. Анализируется влияние РГ в сети питания на работу АРУ различными способами, с использованием ограничителя тока неисправности, чтобы избежать значительного тока, когда ошибка была зарегистрирована. Для надежности и безопасности важно продолжить изучение этих воздействий до того, как ГД будут связаны с любой сетью МВ [16].

1.5 Выводы по 1 главе

1. Рассмотрены основные требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты и автоматики. Проанализирована структурная схема работы релейной защиты. Рассмотрены типы коротких замыканий, возникающих в энергосистемах.

2. Рассмотрены принципы действия современных защит, использующихся в электроэнергетике. Проанализированы основные недостатки использующихся защит. Представлены методики расчета токов срабатывания рассмотренных защит.

3. Рассмотрены требования к построению систем защиты и автоматики силового электрооборудования. Проведен краткий анализ современных устройств, использующихся для построения систем защиты и автоматики.

2 Разработка вариантов построения системы противоаварийной и режимной автоматики энергоцентра

2.1 Описание основного электрооборудования энергоцентра и схемы электроснабжения

2.1.1 Источники электроснабжения

В качестве основного источника электроснабжения применяются 3 газопоршневых когенерационных установки (ГПЭА) MWM TCG 2020 V20 , электрической мощностью 2МВт, напряжением 10,5 кВ, с системой утилизации тепла (СУТ), тепловой мощностью 1,99 МВт, производства «Motoren Werke Mannheim» г. Мангейм, Германия (рисунок 2.1).

ГПЭА используют в качестве топлива природный газ с $Q_{рн} = 8000$ ккал/м³.

Установленная электрическая мощность основного оборудования ЭЦ – 6МВт.

Технические характеристики ГПЭА представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические характеристики генератора MWM TCG2020

| | |
|-------------------------------------|------|
| Номинальная мощность, кВа | 2500 |
| Номинальная мощность, кВт | 2000 |
| Номинальное напряжение, кВ | 10,5 |
| Частота, Гц | 50 |
| Число оборотов, мин ⁻¹ | 1500 |
| cosφ | 0,8 |
| Электрический КПД, % | 43,7 |
| Тепловой КПД, % | 43,3 |
| Общий КПД,% | 87 |
| Температура выхлопных газов, °С | 424 |
| Количество цилиндров двигателя, шт. | 20 |



Рисунок 2.1 – Газопоршневая установка MWM TCG 2020 V20

Агрегаты производства компании MWM являются высокоэффективными и экологичными компактными системами для выработки электрической и тепловой энергии.

Двигатели данной серии являются четырехтактными высокомоощными газовыми двигателями внутреннего сгорания с жидкостным охлаждением и могут применяться в различных сферах деятельности для приведения в действия с простым использованием тепла охлаждающей жидкости и отходящих газов в процессах когенерации.

Задачей генератора является преобразование механической энергии двигателя в электрическую энергию. Механическая энергия поступает в генератор от двигателя в форме вращательного движения и преобразуется генератором в электрическую энергию.

Генератор состоит из главного генератора (машина с внутренними полюсами) и возбудителя (машина с внешними полюсами). Внутри генератора ротор вращается вокруг статора и таким образом создается искусственное магнитное поле, посредством которого создается электрическое напряжение.

Стандартно используются бесщеточные, самовозбуждающиеся и саморегулирующиеся синхронные генераторы трехфазного тока, действующие в зависимости от области применения в параллельном режиме, в качестве резервного источника или в автономном режиме.

Генератор оборудован регулятором напряжения. Встроенные в регулятор напряжения потенциометры позволяют подстраивать генератор под различные условия эксплуатации и области применения.

Все газопоршневые установки комплектуются генераторами «Marelli».

Конструкция статора состоит из четырех полюсов, что согласно формуле (2.1) соответствует частоте вращения 1500 об/мин при электрической частоте 50 Гц.

$$n = \frac{60 \cdot f}{p}, \quad (1.1)$$

где n – количество оборотов генератора в минуту; f – частота, Гц; p – число пар полюсов.

Генераторы Marelli оснащаются регуляторами напряжения M40FA640A/A (рисунок 2.2), (таблица 2.2) или M40FA610A.

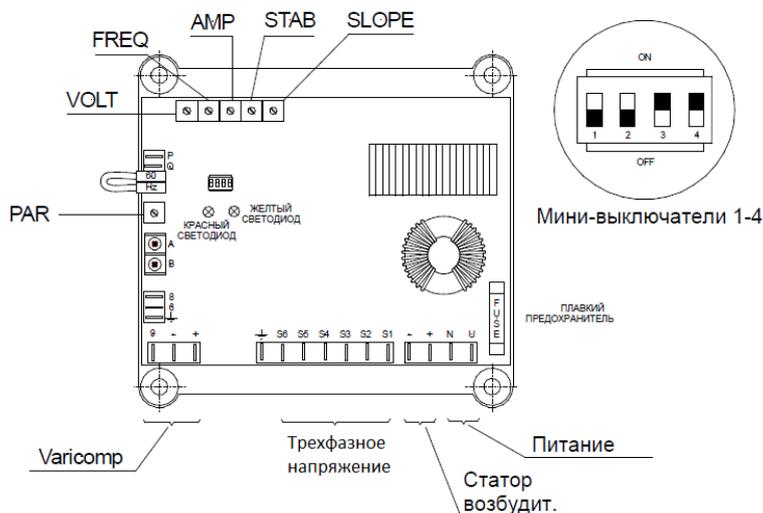


Рисунок 2.2 – Регулятор напряжения

Таблица 2.2 – Характеристики регулятора напряжения M40FA640A/A

| Параметр | Описание |
|----------|---|
| VOLT | Регулировка выходного напряжения генератора. Напряжение генератора должно находиться в пределах нормально допустимого отклонения $\pm 5\%$ от номинального значения |
| FREQ | Изменение уставки срабатывания защиты по низкой частоте. Номинальная частота генератора составляет 50 Гц. |
| AMP | Регулировка ограничения тока перевозбуждения |
| STAB | Регулирует стабильность регулятора напряжения путем увеличения или уменьшения скорости ответа |
| SLOPE | С помощью данного регулятора изменяется значение увеличения напряжения при уменьшении частоты |
| PAR | Регулировка статичности генератора |

Для увеличения тока возбуждения при резких перегрузках или коротких замыканиях используется устройство перевозбуждения Varisomp (рисунок 2.3).

Данное устройство включается в работу при снижении выходного напряжения ниже 70% от номинального. Выпрямленный ток от трансформатора тока подается в схему возбуждения, суммируясь с током возбуждения регулятора номинального возбуждения.

Схема соединений цепей генератора представлена на рисунке 2.4.



Рисунок 2.3 – Устройство перевозбуждения Varicomp

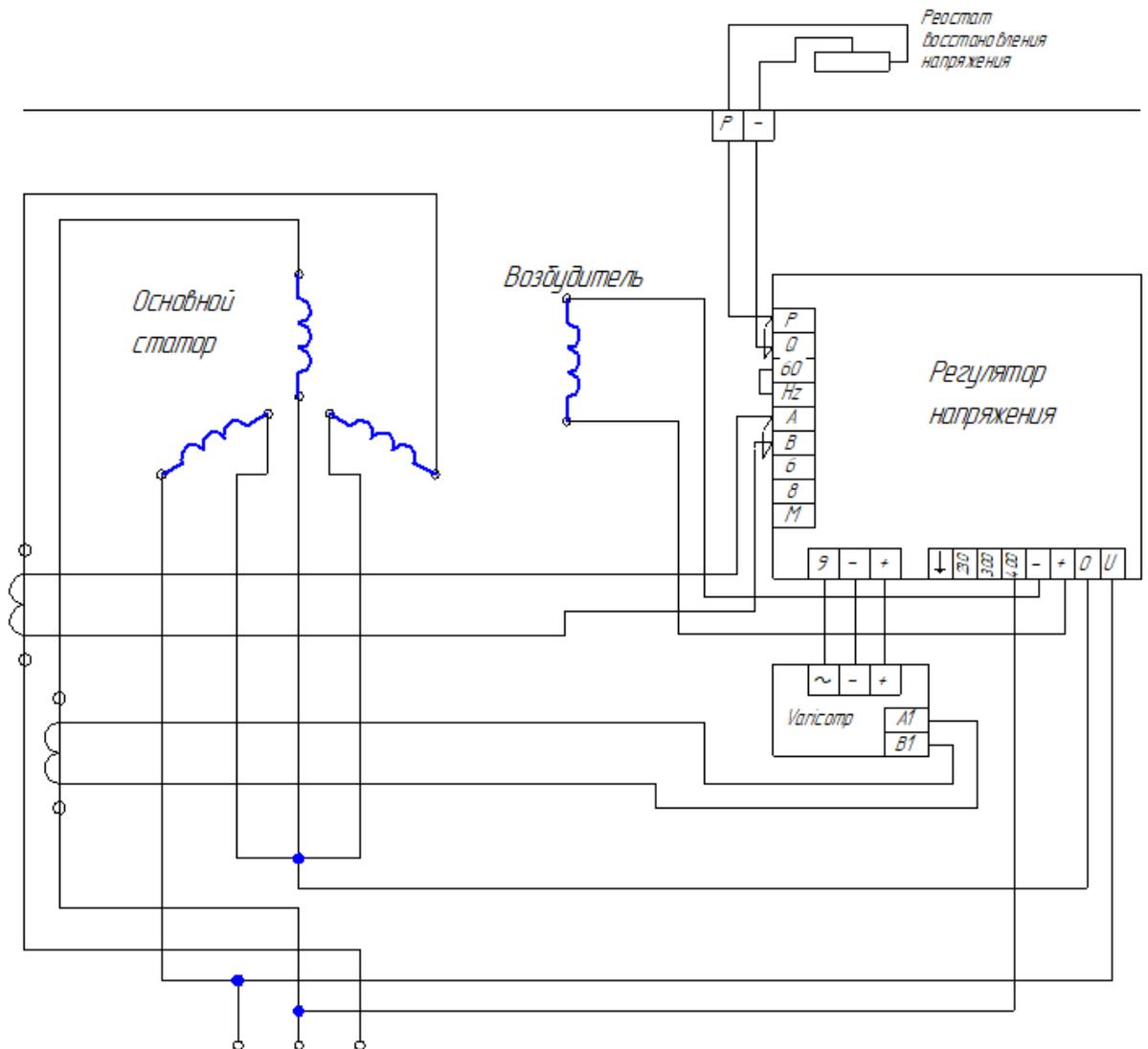


Рисунок 2.3 - Схема соединений цепей генератора

Вторым независимым источником электроснабжения потребителей ЭЦ является городская сеть – ПС 110/35/6кВ «Синтезкаучук». Подключение осуществляется к двум секциям шин РУ 6кВ. Максимальная мощность, потребляемая от сети определяется на основании договора с энергоснабжающей организацией.

В качестве аварийного источника электроснабжения используется ДГУ FG Willson 1250. Технические характеристики представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.3 – Технические характеристики генератора FG Willson 1250

| | |
|-----------------------------------|------|
| Номинальная мощность, кВа | 1250 |
| Номинальная мощность, кВт | 1000 |
| Номинальное напряжение, В | 400 |
| Частота, Гц | 50 |
| Число оборотов, мин ⁻¹ | 1500 |
| cosφ | 0,8 |
| Расход топлива, л/час | 250 |

ДГУ осуществляет бесперебойное электроснабжение при прерывании электроснабжения от основных источников.

2.1.2 Распределительное устройство 6/10 кВ

Схема генераторного распределительного устройства (ГРУ) 10 кВ представлена на рисунке 2.5.

Схема 1 секции РУ 6 кВ представлена на рисунке 2.6. Схема 2 секции РУ 6 кВ представлена на рисунке 2.7.

РУ 6 кВ состоит из двух секций. В составе первой секции предусмотрены:

- одна генераторная вводная ячейка, к которой подключен выход согласующего трансформатора ГПЭА1;

- ячейка сетевого ввода;

- ячейка шинного трансформатора напряжения.

ГРУ 10 кВ

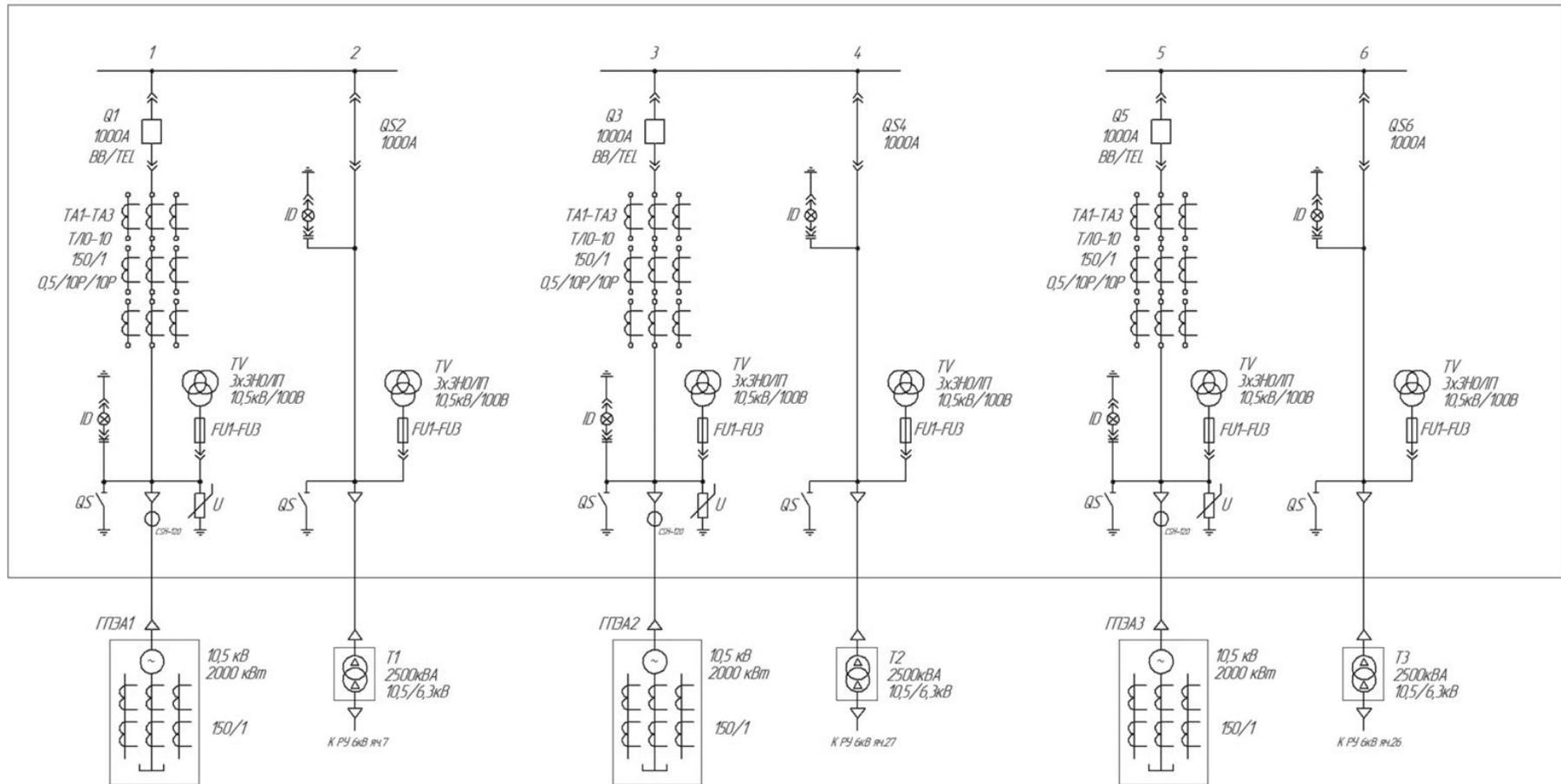


Рисунок 2.5 – Однолинейная схема ГРУ 10 кВ

РУ 6кВ. Секция 1

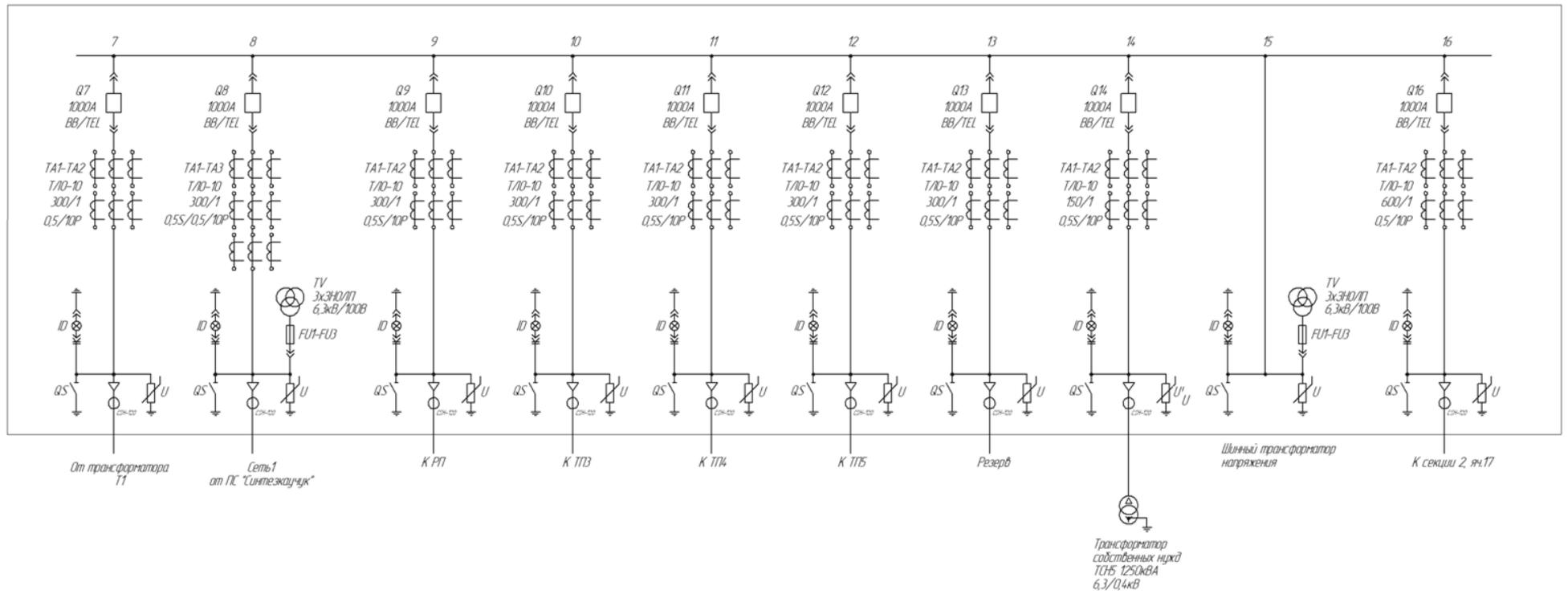


Рисунок 2.6 – Однолинейная схема 1 секции РУ 6 кВ

– отходящая ячейка, предназначенная для подключения трансформатора собственных нужд 6/0,4кВ, мощностью 1250 кВА;

– 5 отходящих ячеек, предназначенных для подключения внешних потребителей (в том числе 1 резервная).

ГРУ 10 кВ состоит из:

– трех ячеек ввода от генераторов;

– трех отходящих ячеек к согласующим трансформаторам ГПЭА.

Между двумя секциями ЗРУ-6,3 кВ предусмотрены ячейки секционного выключателя и секционного разъединителя.

Точками синхронизации ГПЭА с сетью являются измерительные трансформаторы, установленные в генераторных ячейках 10 кВ.

Точками обратной синхронизации сетевых вводов к ГПЭА являются измерительные трансформаторы, установленные в ячейках сетевых вводов ЗРУ 6кВ.

Для обеспечения собственных нужд ЗРУ 6 кВ (цепи освещения, оперативных блокировок, управления) устанавливается щит собственных нужд (ЩСН), имеющий два независимых ввода с автоматическим вводом резерва (АВР) и шкаф оперативного тока ШОТ. Напряжение цепей оперативного тока 220В.

2.1.3 В качестве согласующих трансформаторов используются трансформаторы ТС-2500/10/6. Технические характеристики представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Технические характеристики трансформатора ТС-2500/10/6

| | |
|------------------------------|-------------|
| Номинальная мощность | 2500 кВА |
| Номинальное напряжение | 10,5/6,3 кВ |
| Номинальный ток | 138/230 А |
| Ток холостого хода | 1,5% |
| Напряжение КЗ | 5,66% |
| Число ступеней регулирования | 5 |

В качестве трансформаторов собственных нужд используются трансформаторы ТС-1250/6/0,4. Технические характеристики представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Технические характеристики трансформатора ТС-1250/6/0,4

| | |
|------------------------------|------------|
| Номинальная мощность | 1250 кВА |
| Номинальное напряжение | 6,3/0,4 кВ |
| Номинальный ток | 120/1804 А |
| Ток холостого хода | 2,76% |
| Напряжение КЗ | 5,65% |
| Число ступеней регулирования | 5 |

2.2 Режимы работы энергоцентра

Схема электроснабжения ЭЦ обладает широкими функциональными возможностями и в зависимости от оперативной ситуации позволяет обеспечить следующие режимы работы:

1. Основной режим №1: секционный выключатель РУ 6 кВ включен. ГПЭА работают параллельно с первым сетевым вводом на общую нагрузку без выдачи избытков вырабатываемой электроэнергии в сеть. Второй сетевой ввод отключен от РУ 6 кВ и находится в резерве. Электроснабжение потребителей осуществляется по кабельным линиям от двух секций РУ 6 кВ.

2. Основной режим №1: секционный выключатель РУ 6 кВ включен. ГПЭА работают параллельно со вторым сетевым вводом на общую нагрузку без выдачи избытков вырабатываемой электроэнергии в сеть. Первый сетевой ввод отключен от РУ 6,3 кВ и находится в резерве. Электроснабжение потребителей осуществляется по кабельным линиям от двух секций РУ 6 кВ.

При различных внештатных ситуациях возможна работа ЭЦ в следующих аварийных режимах:

1. Аварийный режим №1 – авария рабочего (первого или второго) сетевого ввода. Неисправный сетевой ввод отключается. ГПЭА переходят в островной режим, принимая на себя всю нагрузку. Выдается команда на «обратную» синхронизацию ГПЭА к резервному вводу. После синхронизации резервный ввод подключается к секции РУ 6 кВ для параллельной работы с ГПЭА.

2. Аварийный режим №2 – авария обоих сетевых вводов. Секционный выключатель РУ 6 кВ включен. Все ГПЭА переходят в островной режим работы на общую нагрузку.

3. Аварийный режим №3 – авария обоих сетевых вводов, останов всех работающих ГПЭА. В этом режиме источником электроснабжения является ДГУ. ДГУ осуществляет электроснабжение наиболее ответственных потребителей.

2.3 Расчет токов короткого замыкания и уставок релейной защиты

Расчет токов короткого замыкания производится для трехфазных коротких замыканий на шинах РУ 6 кВ и ГРУ 10 кВ при различных режимах работы энергоцентра:

- от сети;
- от ГПЭА через понижающий трансформатор ТС-2500/10/6кВ;
- от низковольтной ДГУ через трансформатор ТС-1250/6/0,4кВ;
- параллельная работа ГПЭА и ДГУ;
- параллельная работа ГПЭА с сетью;
- параллельная работа ГПЭА, сети и ДГУ.

Исходными данными заданы величины трехфазного тока короткого замыкания от сети на опоре №161А, ф.17,18 ПС 110/35/6кВ — 815А при максимальном режиме работы, 439А при минимальном режиме работы.

Результаты расчета токов короткого замыкания приведены к ступени напряжения 10,5 кВ и 6,3 кВ.

Сопротивление трансформатора рассчитывается по формуле (2.1):

$$X_T = \frac{U_{k, \%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}. \quad (2.1)$$

По формуле (2.2) определяется базисное значение тока:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}. \quad (2.2)$$

Базисное сопротивление прямой и обратной последовательностей рассчитывается по формулам (2.3), (2.4):

$$X_{пп(\delta)} = X_d'' \cdot \frac{U_{НОМ}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{U_{\delta}}{S_{\delta}}; \quad (2.3)$$

$$X_{оп(\delta)} = X_2 \cdot \frac{U_{НОМ}}{S_{НОМ}} \cdot \frac{U_{\delta}}{S_{\delta}}, \quad (2.4)$$

где X_d'' - сверхпереходное сопротивление; X_2 – сопротивление обратной последовательности.

По формулам (2.5), (2.6) определяется трехфазный и двухфазный ток короткого замыкания:

$$I_{кз.3\phi} = \frac{E_g \cdot I_{\delta}}{X_{пп(\delta)}}; \quad (2.5)$$

$$I_{кз.2\phi} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_g \cdot I_{\delta}}{X_{пп(\delta)} + X_{оп(\delta)}}, \quad (2.6)$$

где E_g – значение ЭДС.

Результаты расчета токов КЗ сведены в таблицы 2.6 – 2.8.

Таблица 2.6 – Результаты расчета параметров генераторов и токов КЗ от ГПЭА и ДГУ

| Режим работы | $S_{ном}$, МВА | S_b , МВА | $U_{ном}$, кВ | U_b , кВ | $X_{пп(б)}$ | $X_{оп(б)}$ | E_g | I_b | $I_{кз.3ф}$, кА | $I_{кз.2ф}$, кА |
|------------------------------------|-----------------|-------------|----------------|------------|-------------|-------------|-------|-------|------------------|------------------|
| 1ГПЭА (+ТС-2500) | 2500 | 100 | 10,5 | 6,3 | 11 | 7,06 | 1,06 | 9,16 | 0,88 | 0,76 |
| 2ГПЭА (+ТС-2500) | 5000 | 100 | 10,5 | 6,3 | 5,5 | 3,53 | 1,06 | 9,16 | 1,76 | 1,52 |
| 3ГПЭА (+ТС-2500) | 7500 | 100 | 10,5 | 6,3 | 3,67 | 2,35 | 1,06 | 9,16 | 2,64 | 2,29 |
| ДГУ(+ТС-1250) | 1250 | 100 | 0,4 | 6,3 | 16,64 | 12,88 | 1,1 | 9,16 | 0,85 | 0,7 |
| 3 ГПЭА (+ТС-2500) + ДГУ (+ТС-1250) | 7500/1325 | 100 | 6,3/0,4 | 6,3 | 3,02 | 2 | 1,07 | 9,16 | 3,49 | 2,99 |

Таблица 2.7 – Результаты расчета токов короткого замыкания на шинах РУ 6 кВ

| Режим работы | $I_{кз.3ф}$, кА | $I_{кз.2ф}$, кА |
|--------------------------------------|------------------|------------------|
| 1хГПЭА | 0,88 | 0,76 |
| 2хГПЭА | 1,76 | 1,52 |
| 3хГПЭА | 2,64 | 2,29 |
| ДГУ | 0,85 | 0,7 |
| 3хГПЭА + ДГУ | 3,49 | 2,99 |
| Сеть (макс/мин режим) | 0,815/0,439 | 0,706/0,38 |
| 3хГПЭА + Сеть (макс/мин режим) | 3,46/3,08 | 2,99/2,67 |
| 3хГПЭА + ДГУ + Сеть (макс/мин режим) | 4,305/3,930 | 3,7/3,37 |

Таблица 2.8 – Результаты расчета на шинах ГРУ 10 кВ

| Режим работы | $I_{кз.3ф}, \text{ кА}$ | $I_{кз.2ф}, \text{ кА}$ |
|--------------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 1хГПЭА | 1,435 | 1,219 |
| 2хГПЭА | 2,087 | 1,807 |
| 3хГПЭА | 2,473 | 2,372 |
| ДГУ | 0,636 | 0,551 |
| 3хГПЭА + ДГУ | 3,109 | 2,923 |
| Сеть (макс/мин режим) | 0,616/0,337 | 0,533/0,292 |
| 3хГПЭА + Сеть (макс/мин режим) | 3,089/2,810 | 2,923/2,664 |
| 3хГПЭА + ДГУ + Сеть (макс/мин режим) | 3,725/3,446 | 3,456/3,215 |

Величину ударного тока короткого замыкания определяем по формуле (2.7):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз.3ф} \cdot K_{уд}, \quad (2.7)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент

Определяем величину ударного тока короткого замыкания в максимальном рабочем режиме (3хГПЭА + сеть + ДГУ) на шинах РУ 6 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,305 \cdot 1,9 = 11,53 \text{ кА.}$$

Определяем величину ударного тока короткого замыкания в максимальном рабочем режиме (3хГПЭА + сеть + ДГУ) на шинах ГРУ 10 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,725 \cdot 1,9 = 11,53 \text{ кА.}$$

Результаты расчета уставок релейной защиты сведены в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты расчета уставок релейной защиты

| Наименование | Обозначение | Номер ячейки РУ | | | | | | | | | |
|---|-------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------|
| | | 1,3,5 | 7,26, 27 | 8,25 | 14,19 | 16 | 9,20 | 10,21 | 11,22 | 12,23 | |
| Исходные данные | | | | | | | | | | | |
| Максимальный рабочий ток, А | $I_{p,max}$ | 136 | 227 | 148 | 114,6 | 602 | 180 | 165,1 | 167,9 | 104 | |
| Номинальный рабочий ток, А | $I_{ном}$ | 136 | 227 | 148 | 114,6 | 602 | 180 | 82,6 | 78,8 | 65 | |
| Коэффициент трансформации ТТ | N_T | 150 | 300 | 300 | 150 | 600 | 300 | 300 | 300 | 300 | |
| Значение трехфазного тока к.з., А (ГПЭА) | $I_{кз.3ф}$ | 1435 | 3,924 | 3,924 | 3,924 | 3,924 | 3,924 | 3,924 | 3,924 | 3,924 | |
| Значение двухфазного тока к.з., А (ГПЭА) | $I_{кз.2ф}$ | 1219 | 3,374 | 3,374 | 3,374 | 3,374 | 3,374 | 3,374 | 3,374 | 3,374 | |
| Значение трехфазного тока к.з., А (Сеть мин/макс) | $I_{кз.3ф}$ | 607/ 469 | 799/ 576 | |
| Значение двухфазного тока к.з., А (Сеть мин/макс) | $I_{кз.2ф}$ | 526/ 406 | 692/ 498 | 692/ 576 | |
| МТО (*Направленная МТО) (НМТО от шин) | | | | | | | | | | | |
| Коэффициент отстройки | $K_{отс}$ | - | 1,4 | 1,2 | 1,15 | 1,1 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | |
| Коэффициент схемы | $K_{сх}$ | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| Ток срабатывания защиты, А | Расчетный | $I_{ср.р}$ | - | 1225 | 536,4 | 514 | 912 | 686,27 | 637,25 | 637,25 | 637,25 |
| | Принятый | $I_{ср}$ | - | 1250 | 540 | 510 | 912 | 700 | 650 | 650 | 650 |
| Ток срабатывания реле, А | Расчетный | $I_{ср.р}$ | - | 4,16 | 1,79 | 3,43 | 1,52 | 2,33 | 2,16 | 2,16 | 2,16 |
| | Принятый | $I_{ср}$ | - | 4,2 | 1,8 | 1,7 | 1,52 | 2,4 | 2,2 | 2,2 | 2,2 |
| Коэффициент чувствительности | $K_{ч}$ | - | 3,12 | 1,1 | 1,2 | 1,6 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | |
| Принятая выдержка времени, с | t | - | 0,6 | 0,3 | 0 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | |

Продолжение таблицы 2.9

| Наименование | | Обозначение | Номер ячейки РУ | | | | | | | | |
|---------------------------------------|-----------|-------------|-----------------|----------------|----------------|-------|------|--------|--------|--------|--------|
| | | | 1,3,5 | 7,26, 27 | 8,25 | 14,19 | 16 | 9,20 | 10,21 | 11,22 | 12,23 |
| МТЗ (*Направленная МТЗ) (НМТЗ от шин) | | | | | | | | | | | |
| Макс. рабочий ток присоединения, А | | $I_{p,max}$ | 136 | 227/ 114,6 | 148/ 114,6 | 114,6 | 602 | 180 | 165,1 | 167,9 | 104 |
| Коэффициент надежности | | K_n | 1,3 | 1,2/ 1,1 | 1,3/ 1,1 | 1,3 | 1,1 | 2,3 | 2,8 | 2,7 | 3,7 |
| Коэффициент самозапуска | | $K_{сз}$ | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Коэффициент возврата | | K_v | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 |
| Коэффициент схемы | | $K_{сх}$ | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Ток срабатывания защиты, А | Расчетный | $I_{ср.р}$ | 184 | 283,8 129* | 200,4/ 129* | 148,9 | 690 | 424,92 | 472,14 | 472,14 | 377,71 |
| | Принятый | $I_{ср}$ | 195 | 300/ 129* | 225/ 129* | 150 | 690 | 450 | 500 | 500 | 400 |
| Ток срабатывания реле, А | Расчетный | $I_{ср.р}$ | 1,23 | 0,95/ 0,43* | 0,67/ 0,43* | 0,99 | 1,15 | 1,5 | 1,66 | 1,66 | 1,33 |
| | Принятый | $I_{ср}$ | 1,3 | 1/ 0,43* | 0,75/ 0,43* | 1 | 1,15 | 1,5 | 1,7 | 1,7 | 1,4 |
| Коэффициент чувствительности | | $K_{ч}$ | 2,7 | 2,35/ 2,9 | 3,14/ 2,9 | 5,01 | 2,1 | 3,2 | 3,1 | 3,1 | 5 |
| Принятая выдержка времени, с | | t | 1,2 | 0,9/ 0,1 | 0,9/ 0,1 | 0,6 | 0,8 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 |

Продолжение таблицы 2.9

| Наименование | Обозначение | Номер ячейки РУ | | | | | | | | |
|---|---------------|-----------------|-------------|------|-------|----|------|-------|-------|-------|
| | | 1,3,5 | 7,26, 27 | 8,25 | 15,18 | 16 | 9,20 | 10,21 | 11,22 | 12,23 |
| Защита по минимальному и максимальному напряжению | | | | | | | | | | |
| Номинальное напряжение | U_H | - | - | 6300 | 6300 | - | - | - | - | - |
| Коэффициент трансформации ТН | K_u | - | - | 63 | 63 | - | - | - | - | - |
| Коэффициент надежности | K_H | - | - | 1,1 | 1,1 | - | - | - | - | - |
| Коэффициент возврата | K_B | - | - | 0,96 | 0,96 | - | - | - | - | - |
| Напряжение срабатывания защиты, В | $U_{сз.мин}$ | - | - | 5670 | 5670 | - | - | - | - | - |
| Напряжение срабатывания реле, В | $U_{ср.мин}$ | - | - | 90 | 90 | - | - | - | - | - |
| Принятая выдержка времени, с | $t_{мин}$ | - | - | 0,1 | 0,1 | - | - | - | - | - |
| Напряжение срабатывания защиты, В | $U_{сз.макс}$ | - | - | 6930 | 6930 | - | - | - | - | - |
| Напряжение срабатывания реле, В | $U_{ср.макс}$ | - | - | 110 | 110 | - | - | - | - | - |
| Принятая выдержка времени, с | $t_{макс}$ | - | - | 0,1 | 0,1 | - | - | - | - | - |
| Защита по минимальной и максимальной частоте | | | | | | | | | | |
| Номинальная частота, Гц | f_H | - | - | 50 | 50 | - | - | - | - | - |
| Частота срабатывания реле, Гц | $f_{ср.мин}$ | - | - | 48 | 48 | - | - | - | - | - |
| Принятая выдержка времени, с | $t_{мин}$ | - | - | 0,5 | 0,5 | - | - | - | - | - |
| Частота срабатывания реле, Гц | $f_{ср.макс}$ | - | - | 52 | 52 | - | - | - | - | - |
| Принятая выдержка времени, с | $t_{макс}$ | - | - | 0,5 | 0,5 | - | - | - | - | - |

2.4 Защита и автоматика генераторов ГПЭА

В таблице 2.10 представлены типы и уставки срабатывания защит генератора.

Таблица 2.10 – Типы и уставки срабатывания защит генератора

| Параметр | Уставка | Выдержка времени, с |
|--|---------------|---------------------|
| Перегрузка на ступени 1 | 5% | 20 |
| Перегрузка на ступени 2 | 10% | 5 |
| Обратная мощность | 5% | 10 |
| Несимметричная нагрузка | Ток 30% | 10 |
| | Напряжение 5% | 5 |
| Ток перегрузки на ступени 1 | 120% | 10 |
| Ток перегрузки на ступени 2 | 200% | 0,5 |
| Защита максимального напряжения | 110% | 2 |
| Защита минимального напряжения | 90% | 2 |
| Защита максимальной частоты | 105% | 3 |
| Защита минимальной частоты | 95% | 3 |
| Защита максимального напряжения | 110% | 0,06 |
| Защита минимального напряжения | 90% | 0,06 |
| Защита максимальной частоты | 0,6% | 0,06 |
| Защита минимальной частоты | 0,6% | 0,06 |
| Контроль скачков фазы | 6° | - |
| Дифференциальная защита ступень 1 | 106% | 1,5 |
| Дифференциальная защита ступень 2 | 108% | 0 |
| Защита от замыкания на землю ступень 2 | 110% | 10 |
| Защита от замыкания на землю ступень 2 | 130% | 4 |

Рассмотрим основные особенности построения защит генератора с использованием рассмотренных ранее устройств.

2.4.1 Защита и автоматика с использованием устройств Woodward

Рассмотрим принцип работы микропроцессорного реле MCDGV4

В таблице 2.11 представлены типы защит и их обозначения, используемые в микропроцессорном реле MCDGV4.

Таблица 2.11 – Защиты и обозначения

| Наименование защиты | Обозначение | Ступени |
|--|-------------|---------|
| Продольная дифференциальная защита | 87G | 2 |
| Максимальная токовая защита от однофазных замыканий на землю | 51N | 6 |
| Защита минимального/максимального напряжения | 27/59 | 6 |
| Защита минимальной/максимальной частоты | 81 | 6 |
| Максимальная токовая защита обратной последовательности | 46 | 2 |
| Защита максимального напряжения обратной последовательности | 47 | 6 |
| Защита от асинхронного режима | 78 | 2 |
| Контроль синхронной работы генератора | 25 | - |

На рисунке 2.8 представлена схема подключения реле к цепям генератора.

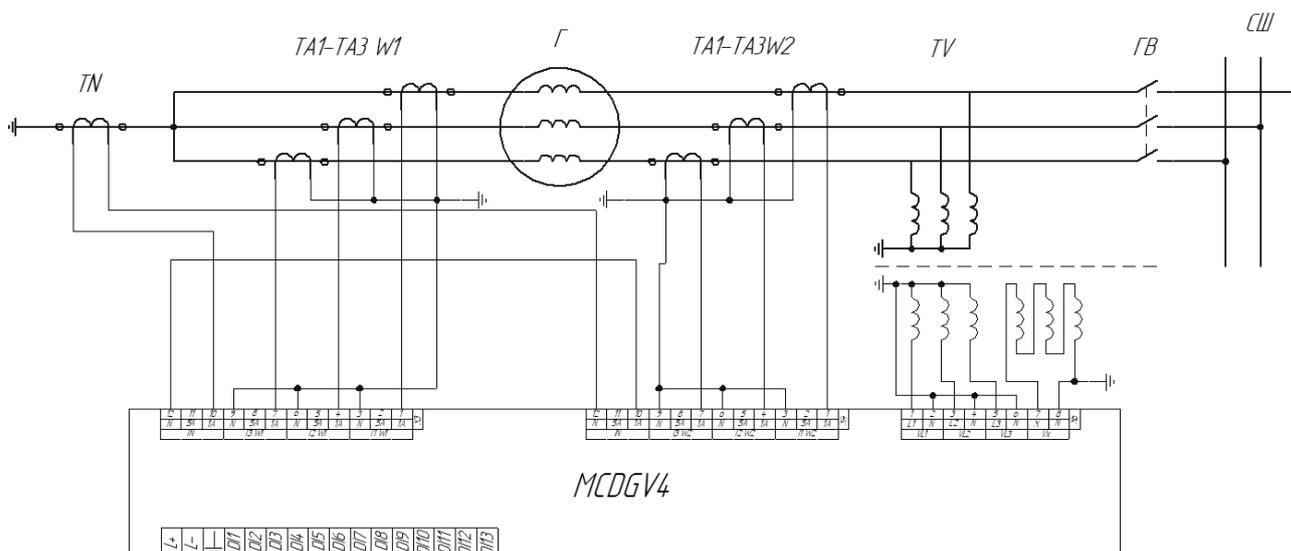


Рисунок 2.8 – Схема подключения реле MCDGV4

Вторичные обмотки трансформаторов тока TA1-TA3 W1 подключаются на измерительные входы реле X3.1, X3.4, X3.7. и выходы X3.3, X3.6, X3.9.

Вторичные обмотки трансформаторов тока TA1-TA3 W1 подключаются на измерительные входы реле X4.1, X4.4, X4.7. и выходы X3.3, X3.6, X3.9

Трансформатор тока нулевой последовательности подключается на входы X3.10 и X4.12.

Трансформаторы напряжения подключаются на входы X6.1 – X6.8.

В таблице 2.12 описаны назначения дискретных выходов реле.

Таблица 2.12 – Назначения дискретных выходов

| Дискретный выход | Описание |
|------------------|---|
| DI1 | Срабатывание продольной дифференциальной защиты |
| DI2 | Срабатывание максимальной токовой защиты от однофазных замыканий на землю |
| DI3 | Срабатывание защиты минимального напряжения |

Продолжение таблицы 2.12

| Дискретный выход | Описание |
|------------------|--|
| DI4 | Срабатывание защиты максимального напряжения |
| DI5 | Срабатывание защиты по минимальной частоте |
| DI6 | Срабатывание защиты по максимальной частоте |
| DI7 | Срабатывание максимальной токовой защиты обратной последовательности |
| DI8 | Срабатывание защиты максимального напряжения обратной последовательности |
| DI9 | Срабатывание защиты от асинхронного режима |
| DI10 | Квитирование сигналов |
| DI11 | Выход на цепи визуальной сигнализации |
| DI12 | Выход на цепи звуковой сигнализации |

Выходы DI1 – DI9 подключаются к схеме управления ГПЭА. При срабатывании любой из защит дискретные выходы подают сигналы на следующие цепи:

- цепи управления генераторным выключателем;
- цепи управления током возбуждения генератора;
- цепи управления первичным двигателем.

При появлении выходного сигнала на выходе DI11, DI12 срабатывают цепи визуальной и звуковой сигнализации. На шкафу управления ГПЭА загорается красная световая сигнализация «Срабатывание защиты генератора». Срабатывание сопровождается звуковой сиреной, отключающейся нажатием кнопки «Квитирование».

При срабатывании защиты включаются следующие встроенные в реле регистраторы:

- аварийный осциллограф. Осциллограф записывает аварийной событие максимальной длительностью 120с в энергонезависимую память. Всего возможна запись 300 событий;
- аварийный регистратор. Служит для записи типа и времени срабатывания защиты;
- регистратор событий. Регистрирует появление напряжения на всех дискретных сигналах,
- регистратор выполнения. Сохраняет в память результаты работы схемы защиты (отключение выключателя, остановка вращения генератора и т.п.).

Рассмотрим работу контроллера EasyGen3000.

В таблице 2.13 представлено описание входов и выходов контроллера

Таблица 2.13 – Входы и выходы контроллера EaseGen3000

| № Вх./Вых. | Назначение |
|------------|-----------------------|
| 01,02 | Ток нп. |
| 03 - 08 | Ток генератора |
| 21 - 28 | Напряжение сети |
| 29 - 36 | Напряжение генератора |
| 37 - 40 | Напряжение на СШ |
| 41 - 52 | Релейные выходы |
| 67 - 71 | Дискретные входы |

Релейные выходы и дискретные входы программируются с помощью LogicsManager.

Релейные выходы могут быть запрограммированы на следующие состояния:

- устройство готово к работе;
- центральная сигнализация;
- включение генераторного выключателя;

- отключение генераторного выключателя;
- включение сетевого выключателя;
- отключение сетевого выключателя.

На дискретные входы можно подать следующие сигналы:

- аварийный останов;
- автоматический пуск;
- квитирование сигнализации;
- ответ: генераторный выключатель включен;
- ответ: сетевой выключатель включен.

Контроллер поддерживает 3 режима управления выключателями:

- GCB - контроллер управляет только генераторным выключателем;
- GCB&MCB – контроллер управляет генераторным и сетевым выключателем;
- GGB – контроллер управляет несколькими генераторными выключателями.

Для работы выбираем режим GCB, так как сетевой выключатель находится под управлением центрального шкафа управления.

Рассмотрим алгоритм работы контроллера управления:

1. Подана команда «Пуск» с центрального шкафа управления;
2. Если напряжение генератора в допустимом пределе, а контроллер обнаруживает обесточенную шину, то подается команда на включение генераторного выключателя;
3. Если напряжение генератора в допустимом пределе, а на СШ имеется напряжение, то начинается процесс синхронизации;

В случае срабатывания реле защиты MCDGV4 на дискретный вход подается сигнал «Аварийный останов». На релейном выходе появляется сигнал «Отключение генераторного выключателя».

2.4.2 Защита и автоматика с использованием устройств ComAp

Рассмотри работу контроллера IntelliCompact NT.

«Контроллер может работать в трех режимах: «OFF», «AUT» и «TEST».

Рассмотрим подробнее каждый режим.

1. Режим «OFF».

– Запуск ГПЭА невозможен;

– При возможном ручном вмешательстве и подачи команды «Пуск» генератор не запустится

– Состояние сетевого выключателя зависит от состояния рабочей точки (Mains Fail, Get Running). При состоянии Mains Fail (Авария сети) сетевой выключатель отключен в независимости от наличия напряжения на сборных шинах. При состоянии Get Running сетевой выключатель остается включенным.

2. Режим «AUT»

– После подачи команды «Пуск» генератор выходит на номинальные обороты;

– Если напряжение генератора в допустимом пределе, а контроллер обнаруживает обесточенную шину, то подается команда на включение генераторного выключателя;

– Если напряжение генератора в допустимом пределе, а на СШ имеется напряжение, то начинается процесс синхронизации;

– После синхронизации подается команда на включение генераторного выключателя.

3. Режим «TEST». В этом режиме возможна проверка работы синхроскопа и генераторного выключателя без подключения генератора к сборным шинам»[25].

Для защиты генератора применим микропроцессорное реле MainsPro.

Подключение к цепям генератора аналогично реле Woodward.

В таблице 2.14 представлены защиты и их обозначение

Таблица 2.14 – Защиты и обозначения

| Наименование защиты | Обозначение | Ступени |
|--|-------------|---------|
| Продольная дифференциальная защита | 87G | 2 |
| Максимальная токовая защита от однофазных замыканий на землю | 51N | 6 |
| Защита минимального/максимального напряжения | 27/59 | 6 |
| Защита минимальной/максимальной частоты | 81 | 6 |
| Максимальная токовая защита обратной последовательности | 46 | 2 |
| Защита максимального напряжения обратной последовательности | 47 | 6 |
| Защита от асинхронного режима | 78 | 2 |

Основное функциональное отличие MainsPro от MCDGV4 – это отсутствие возможности контроля синхронной работы. Контроль синхронной работы осуществляется на базе InteliCompact NT.

2.4.3 Защита и автоматика с применение устройств Lovato

В таблице 2.15 представлены основные команды устройства Lovato

Таблица 2.15 – Основные команды

| Команда | Описание |
|---------------------|--|
| OFF, MAN, AUT, TEST | Изменяет режим работы устройства в соответствии с командой |

Продолжение таблицы 2.15

| Команда | Описание |
|-------------------|---|
| RESET | Сброс аварийных сигналов |
| START, STOP | Осуществляет пуск или выключение генераторной установки в ручном режиме |
| MAINS=x, GEN=x | Вручную устанавливает состояние выходов, управляющих выключателями сети / генератора. (x= 1,0) |
| PWD | Позволяет задать пароль для принятия команд в случае, когда устройство, с которого они отправлены, не является одним из заданных в качестве получателей сообщений об аварийных сигналах |
| TIME | Ожидает истечения числа секунд, прежде чем перейти к выполнению оставшихся команд |
| INFO | Запрашивает информацию об общем состоянии генераторной установки. Прибор отвечает на команду передачей следующей строки: ID=DEMO; OM=MAN; MV=411V,413V,412; GV=000V,000V,000V; LC=0000A,0000A,0000A, MC1,GC0; GF=00.0Hz; ES=STOP; BV=12.0V; FL=000%; EH=00000h |

1. Команда «OFF».
- Запуск ГПЭА невозможен;

- При возможном ручном вмешательстве и подачи команды «Пуск» генератор не запустится

- Состояние сетевого выключателя зависит от состояния рабочей точки (Mains Fail, Get Running). При состоянии Mains Fail (Авария сети) сетевой выключатель отключен в независимости от наличия напряжения на сборных шинах. При состоянии Get Running сетевой выключатель остается включенным.

2. Команда «AUT»

- После подачи команды «Пуск» генератор выходит на номинальные обороты;

- Если напряжение генератора в допустимом пределе, а контроллер обнаруживает обесточенную шину, то подается команда на включение генераторного выключателя;

- Если напряжение генератора в допустимом пределе, а на СШ имеется напряжение, то начинается процесс синхронизации;

- После синхронизации подается команда на включение генераторного выключателя.

3. Команда «MAN»

- Генератор запускается кнопкой START

- Если напряжение генератора в допустимом пределе, загорается индикатор SyncReady

- Если при нажатии кнопки Close GCB контроллер обнаруживает обесточенную шину, то подается команда на включение генераторного выключателя;

- Если при нажатии кнопки Close GCB, а на СШ имеется напряжение, то начинается процесс синхронизации;

- После синхронизации подается команда на включение генераторного выключателя.

4. Команда «TEST». В этом режиме возможна проверка работы синхроскопа и генераторного выключателя без подключения генератора к сборным шинам.

2.4.4 Главный шкаф управления

Для осуществления параллельного управления всеми ГПЭА, микропроцессорные реле защиты и контроллеры управления связываются в главном шкафу управления (далее ЦШУ).

Использование ГШУ позволяет осуществить:

- контроль и управление как отдельно работающего генератора, так и нескольких генераторов, работающих параллельно с сетью с одной управляющей панели;
- управление сетевыми выключателями, минуя цепи контроллеров управления генераторами;
- деление мощности между генераторами и сетью;
- контроль генерируемой и потребляемой мощности. Управление количеством работающих генераторов;
- подключение аварийного источника электроснабжения.

В состав ГШУ входит:

- управляющий компьютер с системой Total Electronic Management (ТЕМ);
- контроллеры ввода/вывода;
- функциональное устройство коммутации;
- аналоговый модем;
- плата VMEbus.

1. Управляющий компьютер представляет собой сенсорный ЖК дисплей со встроенным программным обеспечением ТЕМ.

На коммутационной панели имеются следующие разъемы:

- разъем для внешней клавиатуры;

- разъем Ethernet;
- разъем USB;
- разъем COM;

На панели имеются светодиодные индикаторы, указывающие на обмен данными между компьютером и системой

2. Контроллер ввода-вывода представляет собой модульную систему.

Контроллер ввода-вывода состоит из следующих модулей:

- Модуль устройства сопряжения с шиной COS со встроенным модулем питания PM2S;
- Отдельный модуль питания PM1S;
- Модули ввода-вывода;
- Заглушка шины;
- DIN-рейка 35 мм

Модуль устройства сопряжения с шиной COS служит интерфейсом между уровнем ввода-вывода и уровнем связи с TEM-Evo System по шине CAN. Управляющие сигналы от уровня ввода-вывода передаются модулями ввода-вывода через внутреннюю шину объединительной платы. Встроенный модуль питания PM2S подает напряжение питания на устройство сопряжения с шиной и модули, расположенные справа от устройства.

Модуль питания PM2S в модуле устройства сопряжения с шиной COS дополняется другими модулями питания PM1S, если имеющейся мощности недостаточно для питания всех модулей ввода-вывода. Каждый модуль питания PM1S отвечает за подачу электропитания на расположенные справа от него модули ввода-вывода до следующего модуля питания PM1S. Таким образом можно формировать группы потенциалов. Сигналы электроники для модуля устройства сопряжения с шиной и уровня ввода-вывода передаются по шине объединительной платы.

3. Функциональное устройство коммутации (FAE) сообщается с системой управления через четыре разъема «Vis In», «Vis Out», «Prog In» и

«Modem». Данные разъемы соответствуют четырем режимам работы, которые обеспечивают управление системой через модем

Выбор режимов работы FAE осуществляется с помощью поворотного выключателя:

- Режим А – дистанционная визуализация. Управление осуществляется исключительно через модем;
- Режим В – локальная визуализация. Управление осуществляется исключительно через управляющий процессор;
- Режим С – удаленное программирование. Подключение к модему через ПК для, например, обновления ПО;
- Режим D – удаленное автоматическое управление. Основной режим работы. Управление осуществляется системой ТЕМ.

Функциональное устройство коммутации существует в двух версиях: FAE-S и FAE-M:

- FAE-S (Single) – для систем с одним генератором;
- FAE-M (Multi) – для систем с несколькими генераторами.

4. Аналоговый модем позволяет осуществлять доступ к системе ТЕМ через разъем RG12. Если управление осуществляется через модем, то в систему включается устройство коммутации. Устройство коммутации позволяет осуществить автоматическое переключение системы ТЕМ от одной ГПЭА к другой.

На панели модема имеется 9 светодиодов:

- АА – автоматический прием сигнала;
- CTS – контроль потока данных в системе не действует;
- RTS – контроль потока данных управляющего привода;
- ONL – сигнализирует о соединении с модемом;
- RxD – связь включена;
- TxD – связь активна;
- DTR – сигнализирует о состоянии линии;

- REL – установлено защищенное от ошибок соединение;
 - PWR – индикатор наличия питающего напряжения.
5. Плата VMEbus
- Плата VMEbus CPU-P - главный вычислительный блок системы управления;
 - Плата VMEbus A-IN-32-1 - входная плата для подачи аналоговых сигналов в систему TEM-Evo;
 - Плата VMEbus I/O 32-1 - входная и выходная плата для подачи цифровых сигналов 24 В в систему TEM-Evo.
 - Плата VMEbus SERV - контролирует частоту вращения генератора
 - Плата VMEbus PW – контролирует мощность генератора
 - Блок питания VME PS50 - блок питания для подачи электропитания на базовую конструкцию и аналоговые входы.

2.4.5 Алгоритмы работы системы защиты и автоматики

Рассмотрим алгоритмы работы для нормальных и аварийных режимов.

1. Режим №1 (нормальный):
 - Сетевой выключатель РУ 6 кВ яч.№8/яч.№25 включен. ГПЭА1 – ГПЭА3 находятся в горячем резерве. Потребление мощности из сети минимально;
 - Система TEM контролирует потребляемую мощность и при превышении уставки (уставка выбирается при эксплуатации) с помощью устройства коммутации ФАЕ и модема подключается к системе управления одной из ГПЭА и подает команду на запуск. Порядок запуска ГПЭА определяется двумя способами:
 - а) по заданному оператором приоритету;
 - б) по количеству наработанных часов.

Если по какой-либо причине запуск приоритетной ГПЭА невозможен, происходит переключение устройства коммутации на другую ГПЭА и запускает ее.

– После выхода генератора на номинальные обороты (1500 об/мин) контроллер управления контролирует выходное напряжение генератора. Если параметры соответствуют номинальным (10,5кВ), контроллер включает синхроскоп, синхронизирует генератор с сетью через контроллер LS-5 и выдает сигнал на включение генераторного выключателя в ГРУ 10 кВ, яч.№1/яч.№3/яч.№5;

– После включения генераторного выключателя система ТЕМ начинает деление мощности между сетью и генератором. Соотношение мощности между генератором и сетью устанавливается оператором (по умолчанию генератор берет на себя 100% нагрузки);

– Система ТЕМ подает команды на контроллер управления для регулирования скорости вращения и мощности генератора. При резких толчках мощности на генератор, часть нагрузки переходит на сеть, чтобы не допустить снижения частоты вращения генератора. Затем нагрузка с сети плавно отдается на генератор;

– При превышении потребляемой мощности свыше допустимого для одного генератора, система ТЕМ подключается к следующей ГПЭА по приоритету и подает команду на запуск второго генератора. Далее процесс аналогичен запуску первого генератора.

2. Режим №2 (аварийный):

– Микропроцессорное реле и контроллер управления отслеживают все параметры генератора и при выходе одного из параметров за пределы уставки, в зависимости от критичности, выдает сигнал предупреждения или немедленно выдает сигнал на отключение генераторного выключателя и сигнал в систему управления ГПЭА на останов. Нагрузка приходившаяся на

отключенный генератор переходит на сеть и плавно отдается на другой генератор;

3. Режим №3 (Запуск от ДГУ)

В случае отключения всех работающих генераторов и сетевых выключателей происходит потеря напряжения на шинах собственных нужд энергоцентра. Для питания собственных нужд запускается аварийная ДГУ. После подачи напряжения на собственные нужды ЭЦ возможно квитирование аварийных сигналов с панелей и контроллеров. После квитирования процесс запуска генераторов аналогичен рассмотренным ранее.

2.5 Защита и автоматика силовых трансформаторов

Система защиты и автоматики разрабатывается для согласующих трансформаторов ТС-2500 и трансформаторов собственных нужд ТС-1250.

Рассмотрим основные принципы построения системы защиты и автоматики на базе микропроцессорного терминала БМРЗ-101.

В таблице 2.16 представлены аналоговые входы и их назначение.

Таблица 2.16 – Назначение аналоговых входов

| Наименование сигнала | Диапазон значений | Обозначение в схемах |
|--|-------------------|----------------------|
| Фазный ток I_A | 0,1 – 100 А | I_A |
| Фазный ток I_C | 0,1 – 100 А | I_C |
| Ток нулевой последовательности | 0,004 – 4 А | $3I_0$ |
| Линейное напряжение фаз А и В с шинного трансформатора напряжения (ТН) | 2 – 260 В | U_{AB} |
| Линейное напряжение фаз В и С с шинного трансформатора напряжения (ТН) | 2 – 260 В | U_{BC} |
| Напряжение нулевой последовательности с шинного ТН | 2 – 260 В | $3U_0$ |

Назначение дискретных входов представлено в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Дискретные входы

| Наименование сигнала | Функция |
|----------------------|--|
| РПО | Реле положения выключателя - отключено |
| РПВ | Реле положения выключателя – включено |
| ОУ Отключить | Оперативное управление выключателем - отключение |
| ОУ Включить | Оперативное управление выключателем - включение |
| Внеш. защита | Отключение по внешней защите |
| Блок. АПВ | Блокировка АПВ |
| Программа 2 | Переключение на 2 программу уставок |
| АВ.ШП/Пружина | Контроль готовности выключателя |

Назначение дискретных выходов представлено в таблице 2.18

Таблица 2.18 – Назначение дискретных выходов

| Наименование сигнала | Функция |
|----------------------|---------------------------------|
| Отключить | Отключение выключателя |
| Включить | Включение выключателя |
| Авар. отключение | Аварийная сигнализация |
| Отказ БМРЗ | Отказ БМРЗ |
| Вызов | Предупредительная сигнализация |
| УРОВд | Срабатывание УРОВд |
| ЛЗШд | Срабатывание ЛЗШд |
| АПВ сигнал | Срабатывание АПВ |
| Пуск МТЗ | Пуск МТЗ |
| Выход | Срабатывание второй ступени МТЗ |

Рассмотрим особенности работы защит данного блока.

1. Токовая отсечка

«ТО выполняется с контролем трех фазных токов. Ток I_B рассчитывается из фазных токов I_A и I_C , либо из фазных токов I_A , I_C и тока нулевой последовательности (программный ключ S998). Ввод расчетного тока I_B производится программным ключом S1000. Ступени ТО могут быть введены в действие программными ключами S101 и S102 для первой и второй ступени соответственно.

Предусмотрена возможность работы первой и второй ступени ТО с контролем от реле направления мощности (НТО). Ввод реле производится программными ключами S143, S145 для первой и второй ступени соответственно. Предусмотрен выбор варианта работы ТО при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программными ключами S144, S146 для первой и второй ступени соответственно.

2. Максимальная токовая защита

МТЗ выполняется с контролем трех фазных токов. Первая ступень МТЗ имеет независимую или зависимую времятоковую характеристику. Вторая ступень имеет независимую времятоковую характеристику. Ступени МТЗ могут быть введены в действие программными ключами S103 и S104 для первой и второй ступени соответственно.

Выбор времятоковой характеристики производится программным ключом S109 (по умолчанию первая ступень МТЗ выполняется независимой). Блок обеспечивает работу первой ступени с четырьмя типами обратозависимых времятоковых характеристик:

- "1" - инверсной (МЭК 60255-151);
- "2" - сильно инверсной (МЭК 60255-151);
- "3" - длительно инверсной (МЭК 60255-151);
- "4" - чрезвычайно инверсной (МЭК 60255-151).

Предусмотрена возможность работы первой ступени МТЗ с контролем от РНМ. Ввод РНМ производится программным ключом S147. При использовании направленной МТЗ предусмотрен выбор варианта её работы при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программным ключом S148.

3. Защита от однофазных замыканий на землю

ОЗЗ выполнена двухступенчатой.

Первая ступень ОЗЗ может быть выполнена в следующих конфигурациях:

- с контролем напряжения нулевой последовательности (программный ключ S24);
- с контролем тока нулевой последовательности (программный ключ S25);
- комбинированная (с контролем напряжения и тока нулевой последовательности) (программные ключи S24 и S25);
- с контролем направления мощности нулевой последовательности (программный ключ S26).

В данном случае защита выполняется с контролем тока нулевой последовательности.

Первая ступень ОЗЗ действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию (программный ключ S21) с выдержкой времени "ОЗЗ T1".

Вторая ступень ОЗЗ выполнена с контролем тока $3I_0$ и работает с выдержкой времени "ОЗЗ T2", вводится в действие программным ключом S27 и действует на отключение и сигнализацию»[24].

В данном случае защита выполнена с одной ступенью, действующей на отключение и сигнализацию.

Рассмотрим основные принципы построения системы защиты и автоматики на базе микропроцессорного терминала Seram S20.

1. Максимальная токовая защита

«Функция максимальной токовой защиты включает две группы защит из четырех независимых элементов: группа А и группа В.

Путем параметрирования возможно определить режим переключения с одной группы на другую:

– работа только с группой А или с группой В путем переключения в зависимости от состояния логического входа I13 или с помощью дистанционного управления. Если состояние логического выхода имеет значение «0», то работает группа А, если логический выход принимает значение «1», то работает группа В.

– работа с группой А и группой В с помощью активации 4 уставок;

– включение/выключение каждой группы из 2 элементов (А, В).

Максимальная токовая защита трансформатора является трехфазной. Она срабатывает, когда один, два или три фазных тока достигают или превышают значение уставки.

Данная защита имеет выдержку времени. Выдержка времени может быть независимой или зависимой.

Защита имеет уставку ограничения 2-й гармоники, которая может быть использована для настройки уставки $I_{сз}$ защиты со значением, близким к номинальному току трансформатора тока, в том числе при включении трансформатора. Данное ограничение можно выбрать при настройке. Ограничение 2-й гармоники эффективно, пока ток составляет менее половины минимального тока короткого замыкания в сети, расположенной в зоне действия защиты.

2. Защита от замыканий на землю

Выполняется однофазной. Срабатывает при превышении тока замыкания на землю значения уставки.

Защита включает 2 группы уставок. Если состояние логического выхода имеет значение «0», то работает группа А, если логический выход принимает значение «1», то работает группа В»[28].

На рисунке 2.9 представлена схема подключения микропроцессорного терминала.

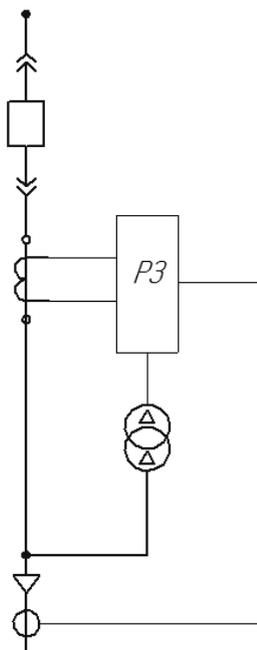


Рисунок 2.9 – Схема подключения терминала

Рассмотрим принцип работы тепловой защиты трансформатора на базе цифрового температурного реле ТР-100.

Реле предназначено для контроля температуры защищаемого устройства по четырем датчикам. Датчики подключаются по двух- или трехпроводной схеме.

Реле ТР-100 может применяться для тепловой защиты сухих трансформаторов и асинхронных двигателей.

В качестве датчика температуры используется датчик температуры РТ100. Это платиновый датчик с номинальным сопротивлением при 0°С 100 Ом.

В таблице 2.19 представлены технические характеристики реле

Таблица 2.19 – Технические характеристики реле TP-100

| | |
|-----------------------------------|-------------------------------|
| Напряжение питания | 24 – 240В AC/DC |
| Тип датчика температуры | PT-100 |
| Количество датчиков | 4шт. |
| Схема подключения датчиков | 2/3 проводная |
| Количество выходных реле | 4 шт. |
| Погрешность измерения температуры | $\pm 3^{\circ}\text{C}$ |
| Диапазон измеряемых температур | -40 - +240 $^{\circ}\text{C}$ |
| Диапазон рабочих температур | -40 - +55 $^{\circ}\text{C}$ |

2.6 Защита и автоматика отходящих линий

Защита отходящих линий выполнена в двух вариантах исполнения: с использованием устройств БМРЗ-100 Seram S20. Особенности работы этих устройств рассмотрены ранее.

Для синхронизации генераторов с сетевыми ячейками и обратной синхронизации применяется контроллер LS-5.

«Устройства LS-5 выполняют синхронизацию, а также подключение и отключение нагрузки каждого сегмента шин. Кроме того они передают информацию о напряжении и частоте по шине CAN контроллерам генераторов, автоматически определяют повреждения фидеров и запускают соответствующие генераторы. Число проводных соединений между всеми устройствами LS-5 и контроллерами генераторов сведено до минимума, так как необходимо только подключение к шине CAN. Поэтому нет необходимости в проводных связях для передачи аналоговых и дискретных сигналов между контроллерами LS-5 и контроллерами генераторов.

Наличие дискретных входов и интерфейсов связи для удаленного управления позволяют легко интегрировать устройства серии LS-5 в любую систему управления»[30].

В таблице 2.15 представлено описание входов и выходов контроллера.

Таблица 2.15 – Входы и выходы контроллера LS-5

| № Вх./Вых. | Назначение |
|------------|-------------------------|
| 04 - 07 | Ток сборных шин. |
| 14 - 21 | Напряжение 1 секции шин |
| 22 - 29 | Напряжение 2 секции шин |
| 30 - 42 | Релейные выходы |
| 44 - 51 | Дискретные входы |
| 56 - 57 | Шина CAN |
| 58 - 59 | Интерфейс RS-485 |

На базе контроллера LS-5 реализуется направленная защита по активной мощности. Положительным направлением принято направление мощности к шинам РУ 6кВ. При перемене знака направления мощности сетевая ячейка отключается без выдержки времени.

На рисунке 2.10 представлена схема взаимодействия контроллера LS-5 с контроллерами управления генераторами.

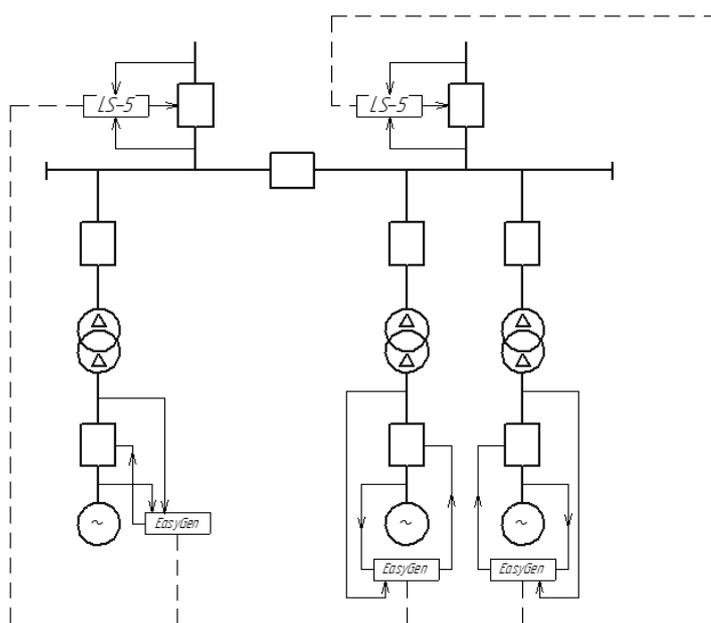


Рисунок 2.10 – Схема взаимодействия контроллера LS-5

2.7 Выводы по 2 главе

1. Дана краткая характеристика электрооборудования энергоцентра и схемы электроснабжения.
2. Рассчитаны токи короткого замыкания для максимальных и минимальных режимов. Рассчитаны уставки релейной защиты.
3. Разработаны схемы релейной защиты генераторов, трансформаторов и отходящих линий с использованием различных устройств. Описаны алгоритмы работы защит на базе устройств Woodward, Comap, Sepam, Lovato, БМРЗ.

3 Расчет технико-экономических показателей

Расчет технико-экономических показателей проводится с целью определения наиболее оптимального варианта исполнения системы автоматизации энергоцентра.

Для генераторов MWM разработаны 3 системы защиты и автоматизации

- с использованием устройств Comar и TEM-Evo;
- с использованием устройств Woodward, и TEM-Evo;
- система 3 с использованием устройств Lovato и TEM-Evo.

Рассмотрим основные технические достоинства и недостатки разработанных систем.

Система 1. Достоинства:

- простота настройки и эксплуатации;
- низкая цена;
- резервирование защит.

Недостатки:

- несовместимость с контроллером LS-5;

Система 2. Достоинства:

- совместимость с контроллером LS-5;
- резервирование защит.

Недостатки:

- высокая цена;
- сложность настройки.

Система 3. Достоинства:

- меньшее количество оборудования;
- низкая цена.

Недостатки:

- отсутствие резервирования защит.

Для защиты трансформаторов разработано две системы:

- с использованием устройств БМРЗ и TP-100;
- с использованием устройств Seram и TP-100.

Для защиты отходящих линий разработано две системы:

- с использованием устройств БМРЗ и LS-5;
- с использованием устройств Seram и LS-5.

В таблице 3.1 представлен перечень используемого оборудования и его стоимость.

Таблица 3.1 – Перечень оборудования

| Наименование | Ко-во, шт. | Стоимость установки 1 шт., руб. |
|--|------------|---------------------------------|
| Контроллер Comar InteliCompact NT | 3 | 80 000,00 |
| Реле Comar MainsPro | 3 | 120 000,00 |
| Реле Woodward MCDGV4 | 3 | 100 000,00 |
| Контроллер Woodward EasyGen3000 | 3 | 130 000,00 |
| Контроллер Woodward LS-5 | 2 | 90 000,00 |
| Система централизованного управления ТЕМ | 1 | 200 000,00 |
| Цифровой блок Lovato | 3 | 80 000,00 |
| Цифровой блок БМРЗ | 23 | 30 000,00 |
| Цифровой блок Seram | 23 | 100 000,00 |
| Цифровое реле TP-100 | 5 | 10 000,00 |

По формуле (3.1) определяем годовые амортизационные отчисления:

$$И_{ам} = \frac{Н_{ам} \cdot К_б}{100}, \quad (3.1)$$

где $Н_{ам}$ – процент отчислений на амортизацию; $К_б$ – балансная стоимость оборудования.

Годовые эксплуатационные издержки рассчитываются по формуле (3.2):

$$I_{\text{экспл}} = \frac{N_{\text{экспл}} \cdot K_{\text{б}}}{100}, \quad (3.2)$$

где $N_{\text{экспл}}$ – норма эксплуатационных издержек в год; $K_{\text{б}}$ – балансная стоимость оборудования.

Затраты на эксплуатацию найдем по формуле (3.3):

$$Z_{\text{экспл}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{экспл}}. \quad (3.3)$$

Строительство тольяттинского энергоцентра АО «Тандер» позволяет существенно снизить стоимость электроэнергии. Используя статистические данные по Самарской области, вычисляем годовую экономический эффект:

$$Э_{\text{г}} \approx 1\,000\,000 \text{ руб.}$$

Проведем сравнение разработанных вариантов.

Рассчитаем затраты на установку и эксплуатацию устройств защиты генератора Comar и ТЕМ:

$$I_{\text{ам1}} = \frac{3,5 \cdot 1200000}{100} = 42\,000,00 \text{ руб.};$$

$$I_{\text{экспл1}} = \frac{5,9 \cdot 1200000}{100} = 70\,800,00 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{экспл1}} = 42000 + 70800 = 112\,800,00 \text{ руб.}$$

Рассчитаем затраты на установку и эксплуатацию устройств защиты генератора Woodward и ТЕМ:

$$I_{\text{ам2}} = \frac{3,5 \cdot 1290000}{100} = 45\,150,00 \text{ руб};$$

$$I_{\text{экспл2}} = \frac{5,9 \cdot 1290000}{100} = 76\,110,00 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{экспл2}} = 45150 + 76100 = 121\,250,00 \text{ руб}.$$

Рассчитаем затраты на установку и эксплуатацию устройств защиты генератора Lovato и ТЕМ:

$$I_{\text{ам3}} = \frac{3,5 \cdot 440000}{100} = 15\,400,00 \text{ руб};$$

$$I_{\text{экспл3}} = \frac{5,9 \cdot 440000}{100} = 25\,960,00 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{экспл3}} = 45150 + 76100 = 41\,360,00 \text{ руб}.$$

С учетом описанных ранее достоинств и недостатков принимаем к установке устройства Woodward и систему ТЕМ.

Проведем расчет затрат на установку и эксплуатацию устройств БМРЗ, Seram и LS-5.

Расчет для устройств БМРЗ и LS-5:

$$I_{\text{ам1}} = \frac{3,5 \cdot 780000}{100} = 27\,300,00 \text{ руб};$$

$$I_{\text{экспл1}} = \frac{5,9 \cdot 780000}{100} = 46\,200,00 \text{ руб};$$

$$З_{\text{экспл1}} = 27300 + 46200 = 73\,320,00 \text{ руб.}$$

Расчет для устройств Seram и LS-5:

$$I_{\text{ам2}} = \frac{3,5 \cdot 2390000}{100} = 83\,650,00 \text{ руб};$$

$$I_{\text{экспл2}} = \frac{5,9 \cdot 2390000}{100} = 141\,010,00 \text{ руб};$$

$$З_{\text{экспл2}} = 83650 + 141010 = 224\,660,00 \text{ руб.}$$

Как видно из расчета, установка устройств БМРЗ более выгодна с экономической точки зрения. Однако опыт эксплуатации показывает, что устройства Seram являются более надежными и отказоустойчивыми. С учетом опыта эксплуатации к установке принимаем устройства Seram S20.

Произведем расчет полных затрат:

$$I_{\text{ам}} = \frac{3,5 \cdot 3420000}{100} = 119\,700,00 \text{ руб};$$

$$I_{\text{экспл}} = \frac{5,9 \cdot 3420000}{100} = 201\,780,00 \text{ руб};$$

$$З_{\text{экспл}} = 119\,700 + 201780 = 321\,480,00 \text{ руб.}$$

С учетом годового экономического эффекта срок окупаемости составит:

$$T_o = K/\dot{Э}_r = 3420000/1000000 = 3,42 \text{ лет.}$$

Срок окупаемости 3,5 года считается оптимальным при проектировании новых электроэнергетических систем. Поэтому установку и дальнейшую эксплуатацию выбранных устройств защиты и автоматики можно считать эффективной.

3.1 Выводы по 3 главе

Произведен технико-экономический расчет для разработанных систем защиты и автоматики генераторов, трансформаторов и отходящих линий. По результатам расчета к установке приняты устройства Woodward, TEM и Sepam.

Срок окупаемости составляет $\approx 3,5$ года. Разработанную систему можно считать эффективной.

Заключение

Рассмотрены основные требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты и автоматики. Проанализирована структурная схема работы релейной защиты. Рассмотрены типы коротких замыканий, возникающих в энергосистемах.

Рассмотрены принципы действия современных защит, используемых в электроэнергетике. Проанализированы основные недостатки используемых защит. Представлены методики расчета токов срабатывания рассмотренных защит.

Рассмотрены требования к построению систем защиты и автоматики силового электрооборудования. Проведен краткий анализ современных устройств, используемых для построения систем защиты и автоматики.

Дана краткая характеристика электрооборудования энергоцентра и схемы электроснабжения.

Рассчитаны токи короткого замыкания для максимальных и минимальных режимов. Рассчитаны уставки релейной защиты.

Разработаны схемы релейной защиты генераторов, трансформаторов и отходящих линий с использованием различных устройств. Описаны алгоритмы работы защит на базе устройств Woodward, Comap, Sepam, Lovato, БМРЗ.

Произведен технико-экономический расчет для разработанных систем защиты и автоматики генераторов, трансформаторов и отходящих линий. По результатам расчета к установке приняты устройства Woodward, ТЕМ и Sepam.

Срок окупаемости составляет $\approx 3,5$ года. Разработанную систему можно считать эффективной.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е издания (по состоянию на 01.03.2007). М: Издательство НЦ Энас, 2007.
2. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов. М: Высшая школа, 2010. 496с.
3. Антонов В.И. Методы обработки цифровых сигналов энергосистем. М: НТФ Энергопрогресс, 2012. 84с.
4. Байтер И.И. Защита шин 6 – 10 кВ. М.: Энергоатомиздат, 2011. 88с.
5. Барзам А.Б. Системная автоматика. М.: Энергоатомиздат, 2011. 446с.
6. Глускин И.З. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Том 1. М.: Знак, 2009. 568с.
7. Глускин И.З. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Том 2. М.: Знак, 2009. 550с.
8. Голубев М.Л. Методы проверки релейной защиты. М.: Энергия, 2011. 112с.
9. Голубев М.Л. Расчет уставок релейной защиты. М.: Энергия, 2011. 110с.
10. Гоник Я.Е. Автоматика ликвидации асинхронного режима. М.: Энергоатомиздат, 2012. 112с.
11. Дорохин Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Техническое обслуживание устройств релейной защиты: практическое пособие. Краснодар: Совет. Кубань, 2013. 448с.
12. Дьяков А.Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие для вузов. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. 336с.
13. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования. М: Издательский центр Академия, 2014. 448с.

14. Anamika Y. An overview of transmission line protection by artificial neural network: fault detection, fault classification, fault location, and fault direction discrimination [Text] / Y. Anamika / Advances in Artificial Neural Systems.2014. URL: <https://www.hindawi.com/journals/aans/2014/230382/> (дата обращения 05.06.18).

15. Bin Z. Differential protection for distributed micro-grid based on agent [Text]. Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science.2013. URL: <http://www.iaescore.com/journals/index.php/IJEECS/article/view/2272/2768> (дата обращения 05.06.18).

16. Bin Z. Impact of distributed generation on relay protections of distribution grid. Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science. – 2013. – PP.3236-3237. URL: <http://www.iaescore.com/journals/index.php/IJEECS/article/view/2351/pdf> (дата обращения 05.06.18).

17. Bohac L. Fault tolerant ethernet based network for time sensitive applications in electrical power distribution systems [Text]. Advances in Electrical and Electronic Engineering. 2013. PP.321-323. URL: <https://doaj.org/article/2371d186ecaf47abba6c7eed407cf4d4> (дата обращения 05.06.18).

18. Farber A. Coupling effect in substation ground measurements [Text]. Serbian journal of electrical engineering.2012.PP.315-317. URL: <http://www.doiserbia.nb.rs/img/doi/1451-4869/2012/1451-48691203315F.pdf> (дата обращения 05.06.18).

19. Ibrahim A. Adaptive protection coordination scheme for distribution network with distributed generation using ABC [Text]. Journal of Electrical Systems and Information Technology.2016. URL: <https://doaj.org/article/469dd774b13046f49fc5399242db1f07> (дата обращения 05.06.18).

20. Losinski M. Performance analysis of power swing blocking feature in abb 670 series impedance relays [Text]. Acta Energetica. 2012. PP.75-81. URL:

http://actaenergetica.org/uploads/oryginal/pdf_import/6284fc06_Losinski_Klucznik_Performance-.pdf (дата обращения 05.06.18).

21. Machowski J. Selectivity of power system protections at power swings in power system [Text]. Acta Energetica. 2012. PP. 100-102. URL: http://actaenergetica.org/uploads/oryginal/pdf_import/6284fc06_Machowski_Selectivity-of-power.pdf (дата обращения 05.06.18).

22. Tuyou S. Power supply risk assessment method for relay protection system faults [Text]. Archives of electrical engineering.2016.PP.803-804. URL: <https://www.degruyter.com/downloadpdf/j/ae.2016.65.issue-4/ae-2016-0056/ae-2016-0056.pdf> (дата обращения 05.06.18).

23. Wang Y. Phase current differential protection for transformers in wye-delta mode [Text]. Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science.2012.PP.1280.URL: <http://www.iaescore.com/journals/index.php/IJECS/article/view/1789/pdf> (дата обращения 05.06.18).

24. Каталог продукции BMP3 Механотроника [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mtrele.ru/shop/relejnaya-zashhita/> (дата обращения 03.06.18).

25. Каталог продукции ComAp InteliCompact NT [Электронный ресурс]. URL: <https://www.comap-control.com/products/detail/intelicompact-nt-mint> (дата обращения 30.05.18).

26. Каталог продукции ComAp Mains Pro [Электронный ресурс]. URL: <https://www.comap-control.com/products/detail/mainspro> (дата обращения 01.06.18).

27. Каталог продукции Lovato [Электронный ресурс]. URL: http://www.lovatoelectric.ru/HandlerDoc.ashx?s=26%20-%20Контроллеры%20двигателя%20и%20генератора_01_16.pdf&ic=319 (дата обращения 02.06.18).

28. Каталог продукции Schneider Electric [Электронный ресурс]. URL: <https://www.schneider-electric.ru/ru/search/sepam> (дата обращения 04.06.18).

29. Каталог продукции Woodward EasyGen [Электронный ресурс]. URL: <http://woodward.pw/sistemy-dvs/kontrollery-upravleniya-generatornymi-agregatami> (дата обращения 28.05.18).

30. Каталог продукции Woodward LS-5 [Электронный ресурс]. URL: <http://woodward.pw/energeticheskie-sistemy/rele-zashchity-highprotec> (дата обращения 29.05.18).

31. Каталог продукции Woodward HighProtect [Электронный ресурс]. URL: <http://woodward.pw/energeticheskie-sistemy/rele-zashchity-highprotec> (дата обращения 29.05.18).

32. Цифровое температурное реле TP100 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.etm.ru/cat/nn/3132883/> (дата обращения 06.06.18).