

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОРЕНБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ
ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ**

Б1.В.ДВ.09.01 Релейная защита

Направление подготовки 35.03.06. Агроинженерия

Профиль образовательной программы «Электрооборудование и электротехнологии»

Форма обучения очная

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Конспект лекций.....	3
1.1	Лекция № 1 Общие представления о релейной защите.....	3
1.2	Лекция № 2,3Ненормальные режимы работы систем электроснабжения.....	4
1.3	Лекция № 4 Принцип действия релейной защиты Оперативный ток. Защита линий электропередачи. Защита от замыканий на землю.....	6
1.4	Лекция №5 Токовые направленные защиты. Дифференциальная токовая защита. Релейная защита трансформаторов. Релейная защита электродвигателей.....	8
1.5	Лекция №6 Устройства автоматики электрических сетей. Защита и автоматика подстанций. Защита и автоматика трансформаторов.....	11
1.6	Лекция №7 Защита синхронных генераторов. Автоматическая частотная разгрузка.	
1.7	Лекция №8 Управление релейной защитой.....	12
1.8	Лекция №9 Заключительная.....	16
2.	Методические материалы по проведению практических занятий.....	20
2.1	Практическое занятие № 1,2Моделирование максимальной токовой защиты линии электропередачи.....	20
2.2	Практическое занятие № 3,4Моделирование мгновенной токовой отсечки линии электропередачи.....	20
2.3	Практическое занятие № 6,7Моделирование дифференциальной защиты линии электропередачи.....	20
2.4	Практическое занятие № 8,9Моделирование дифференциальной защиты трансформатора.....	21
2.5	Практическое занятие № 10,11Моделирование максимальной токовой защиты электрической цепи с помощью автоматического выключателя.....	21
2.6	Практическое занятие № 12,13Моделирование тепловой защиты электрической цепи с помощью электротеплового реле.....	21
2.7	Практическое занятие № 14,15Автоматическое включение резервного питания нагрузки.....	22
2.8	Практическое занятие № 16,17Автоматическое повторное включение линии электропередачи.....	22

1. КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

1. 1 Лекция №1 (2 часа).

Тема: «Общие представления о релейной защите»

1.1.1 Вопросы лекции:

1. Общие сведения о релейной защите.

1.1.2 Краткое содержание вопросов:

В электроэнергетических системах могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы.

Повреждения: короткие замыкания – сверх ток, понижение напряжения – потеря устойчивости.

Ненормальные режимы – отклонения напряжения, тока и частоты.

Развитие аварии может быть предотвращено быстрым отключением поврежденного участка при помощи специальных автоматических устройств – релейной защиты.

Назначение – выявление места КЗ и быстрое отключение поврежденного участка от неповрежденной части.

Выявление нарушений нормального режима и подача предупредительных сигналов или проведение операций, необходимых для восстановления нормального режима. Связь РЗ с автоматикой – АПВ, АВР, АЧР.

1. Классификация устройств РЗА, приведена на рис. 1.1.



Рис. 1.1. Классификация устройств РЗА.

РЗ - релейная защита - часть электрической автоматики, предназначенная для выявления и автоматического отключения поврежденного электрооборудования.

УРОВ – устройство резервирования отказов выключателей - предназначено для быстрого отключения поврежденного оборудования при отказе выключателя данного оборудования выключателями, смежными с отказавшим.

РА - режимная автоматика - предназначена для автоматического регулирования и поддержания в заданных пределах параметров нормального режима (например, автоматика регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов и АТ, АРВ генераторов).

ПА – противоаварийная автоматика – предназначена для предотвращения возникновения ненормальных режимов или ликвидации возникших ненормальных режимов.

АПВ – автоматическое повторное включение – предназначено для повторного включения выключателя, отключенного релейной защитой.

АВР – автоматическое включение резерва – предназначено для автоматического включения резервного питания потребителей при отключении рабочего источника питания.

Прочая автоматика – например, ШАОТ – шкаф автоматики охлаждения трансформатора.

Релейная защита (РЗ) - часть электрической автоматики, предназначенная для выявления и автоматического отключения поврежденного электрооборудования.

В виде исключения к устройствам РЗ относятся некоторые устройства, предназначенные не для выявления и отключения поврежденного электрооборудования, а для выявления ненормальных режимов работы электрооборудования (например, защита от перегрузки трансформатора).

Кроме того, в некоторых случаях, не требующих быстрого автоматического отключения поврежденного оборудования, устройства РЗ могут действовать не на отключение, а на сигнал (например, защита от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью).

В общем случае к релейной защите, действующей при повреждениях на отключение, предъявляются следующие четыре основных технических требования:

1. селективность;
2. быстрота отключения;
3. чувствительность;
4. надежность.

Принимаются следующие оценки срабатывания УРЗА:

ПС- правильные срабатывания;
НС- неправильные срабатывания;
ИС- излишние срабатывания;
ЛС- ложные срабатывания;
ОС- отказы срабатывания;
НВС невыясненные срабатывания.

К числу общей оценки ,приняты следующие оценки:

правильно;
правильно с замечанием;
неправильно.

1. 2 Лекция №2,3 (4 часа).

Тема: «Ненормальные режимы работы систем электроснабжения»

1.2.1 Вопросы лекции:

1. Режимы работы систем электроснабжения;
2. Нормальные режимы работы;
3. Ненормальные режимы работы.

1.2.2 Краткое содержание вопросов:

1. В любой системе электроснабжения имеется своя защита от внештатных ситуаций. Эту защиту называют релейная защита. Она очень сложно устроена, но ознакомиться всё же стоит. Существует три основных режима работы системы СЭС: нормальный режим работы, аварийный режим работы и послеаварийный режим работы. Опишем подробнее.

Нормальный режим работы — это установившийся режим работы системы, при котором обеспечивается бесперебойное снабжение потребителей электроэнергии, в необходимом количестве и установленного качества.

Аварийный режим работы — это такой режим работы СЭС, который нарушает нормальный режим работы и продолжается до отключения повреждённого элемента. В любом случае аварийный режим считается кратковременным.

Послеаварийный режим работы — это тот режим работы, в котором находится система в результате нарушения (аварии) и длиющееся до восстановления нормального режима.

2. Нормальные режимы работы- режим работы технологического оборудования, характеризующийся рабочими значениями всех параметров.

3 Подробнее о повреждениях.

Причины:

нарушение изоляции, старение, механическое повреждение, перенапряжение.
ЛЭП – смыкание проводов.

Ошибки персонала.

Вследствие увеличения тока возрастает падение напряжения в элементах системы, что приводит к понижению напряжения во всех точках сети. Возникающая дуга разрушает оборудование, а понижение напряжения нарушает работу потребителей и устойчивость параллельной работы генераторов.

Замыкание на землю одной фазы в сети с изолированной нейтралью. (Обычно в системах собственных нужд эл. станций.)

Ток при этом невелик – несколько десятков ампер. Опасно тем, что вызывает перенапряжения – возможность перехода в междуфазное замыкание.

Ненормальные режимы

Перегрузка оборудования – перегрев ТВЧ и изоляции, её ускоренный износ.

Качания в системах – выход из синхронизма параллельно работающих генераторов. При этом ток колеблется от нуля до максимального, превосходящего нормальную величину значения. Садится напряжение.

Повышение напряжения – при внезапном отключении нагрузки.

Виды: КЗ – наиболее тяжелое.

Основные виды повреждений в электрических сетях:

Трехфазное КЗ.

Ток КЗ примерно в 3÷10 раз превышает номинальные токи генераторов и трансформаторов.

Режим симметричный: токи и напряжения во всех фазах одинаковы по величине. Имеются только прямые последовательности токов и напряжений, обратные и нулевые последовательности отсутствуют:

$$U = U_1$$

$$U_2 = U_0 = 0$$

$$I = I_1$$

$$I_2 = I_0 = 0$$

Двухфазное КЗ.

Величина тока двухфазного КЗ примерно равна:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)} \approx 0,866 \cdot I_K^{(3)}$$

Режим несимметричный: токи КЗ протекают в двух поврежденных фазах. В токах и в напряжениях имеются составляющие прямой и обратной последовательностей, нулевая последовательность отсутствует.

Однофазное КЗ в сети с заземленной нейтралью.

Сети с заземленной нейтралью - сети 110 кВ и выше. В сетях с заземленной нейтралью замыкание одной фазы на землю является коротким замыканием. Токи КЗ протекают от всех заземленных нейтралей к точке КЗ (или наоборот - кому как нравится). Поэтому, чем больше заземленных нейтралей, тем больше величина тока КЗ.

Первоначально сети 110 кВ и выше работали с глухо заземленной нейтралью, то есть были заземлены нейтрали всех трансформаторов. Постепенно с развитием сетей число трансформаторов увеличивается, соответственно, увеличиваются токи однофазных

КЗ. В сетях 110 кВ число трансформаторов увеличилось настолько, что токи однофазных КЗ стали превышать токи трехфазных КЗ.

Поэтому в настоящее время в России сети 110 кВ работают с эффективно заземленной нейтралью: нейтрали заземляются, но не у всех трансформаторов, чтобы величины токов однофазных КЗ примерно соответствовали величинам токов трехфазных КЗ.

Сети 220 кВ и выше до сих пор работают с глухо заземленной нейтралью, так как величины токов однофазных КЗ практически почти не превышают величин токов трехфазных КЗ.

Если заземлить очень много нейтралей трансформаторов, то величина тока однофазного КЗ может быть больше тока трехфазного КЗ максимум в 1,5 раза.

Если заземлить очень мало нейтралей трансформаторов, то получается сеть с изолированной нейтралью, в которой замыкание одной фазы на землю не является коротким замыканием.

Однофазное КЗ - режим несимметричный: в месте повреждения ток КЗ протекает в одной поврежденной фазе. В токах и в напряжениях имеются составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей.

1.3 Лекция №4 (2 часа).

Тема: «Принцип действия релейной защиты Оперативный ток. Защита линий электропередачи. Защита от замыканий на землю.»

1.3.1 Вопросы лекции:

1. Принцип действия релейной защиты;
2. Оперативный ток;
3. Защита линий электропередачи.

1.3.2 Краткое содержание вопросов:

1. Различают два способа включения реле на ток и напряжение сети.

Первичные реле – включены непосредственно (рис. 1.3.2.1).

Вторичные реле – через измерительные трансформаторы тока и напряжения (рис. 1.3.2.2).

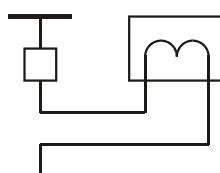


Рис. 1.3.2.1

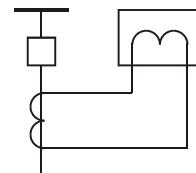


Рис. 1.3.2.2

К достоинствам вторичных реле следует отнести: их изолированность от цепей высокого напряжения; удобство обслуживания; возможность выполнения их стандартными на одни и те же токи (5 или 1 А) и напряжение (100 В).

Достоинство первичных состоит в отсутствии измерительных трансформаторов тока и напряжения, источников оперативного тока и контрольного кабеля. Первичные реле широко используются в цепях низкого напряжения.

Различают два способа воздействия защит на выключатель: *прямой* и *косвенный*.

Прямой – защите не требуется оперативный ток, однако реле должны развивать большие усилия, поэтому не могут быть очень точными (рис. 1.3.2.3).

Косвенный – отличаются большой точностью. Помимо осуществляется взаимодействие между реле. Однако для реле косвенного действия необходим источник оперативного тока (рис. 1.3.2.4).

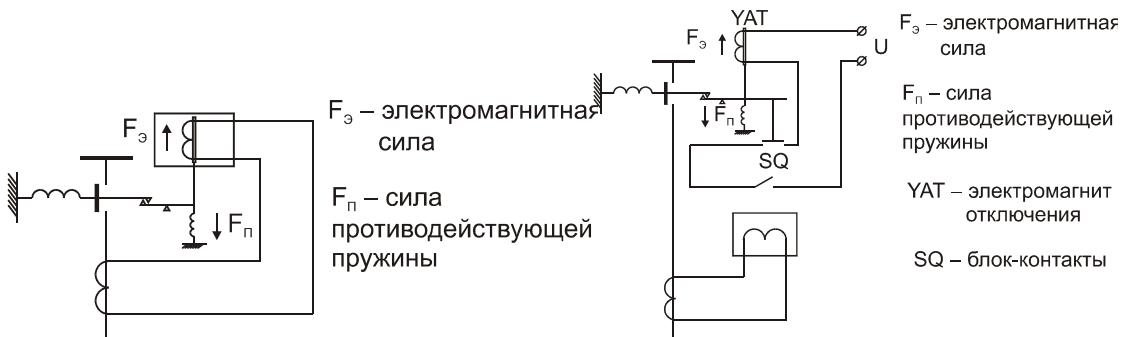


Рис. 1.3.2.3 Рис. 1.3.2.4

2. Оперативный ток – питает цепи дистанционного управления выключателями, оперативные цепи релейной защиты, автоматики.

Основное требование к источникам оперативного тока – надежность, при КЗ и ненормальных режимах напряжение источников оперативного тока и их мощность должны иметь достаточную величину как для действия релейной защиты, так и для отключения выключателей.

Постоянный оперативный ток

Источниками данного тока являются аккумуляторные батареи напряжением 110...220 В. Для повышения надежности сеть постоянного тока секционируется. Аккумуляторные батареи обеспечивают питание независимо от состояния основной сети и являются самым надежным источником питания. К недостаткам можно отнести высокую стоимость, необходимость в зарядных агрегатах, сложную сеть постоянного тока.

Переменный оперативный ток

Источниками служат измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд, подключаемые на ток и напряжение самой сети. Трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд не пригодны для питания цепей релейной защиты при КЗ – так как напряжение в сети при этом резко снижается. Могут использоваться при ненормальных режимах: перегрузка, замыкание на землю. Трансформаторы тока надежны для защит от КЗ – ток при этом увеличивается, мощность достаточна для питания оперативных цепей. Однако трансформаторы тока не обеспечивают необходимой мощности при повреждениях и ненормальных режимах, не сопровождающихся резким увеличением тока.

Чаще всего используется комбинированное питание от трансформаторов тока и напряжения. Принципиальная схема блоков питания типов БПТ

3. Все устройства релейной защиты, установленные на линиях 110-500 кВ, можно разделить на несколько поколений:

1 поколение – электромеханические защиты. Выпускались в СССР длительное время, примерно с 1940-х до 1990-х годов. Установлены на абсолютном большинстве всех линий 110-500 кВ.

2 поколение – электронные защиты. Выпускались только в 1990-х годах. Поэтому установлены на небольшом количестве линий 110-500 кВ.

3 поколение – микропроцессорные защиты. Появились в энергосистемах России примерно с конца 1990-х годов, то есть, практически в 21 веке.

Электромеханические и электронные защиты различаются конструктивно, а принципиально – практически одинаковы, так как разработаны в СССР в соответствии с советскими нормами, правилами и принципами.

Микропроцессорные защиты российской разработки выполнены также в соответствии с советскими нормами, правилами и принципами. Они хорошо согласуются с электромеханическими и электронными защитами, установленными практически на всех линиях 110-500 кВ.

Микропроцессорные защиты иностранного производства не соответствуют нормам, правилам и принципам, принятым в энергосистеме России. Они плохо согласуются с существующими электромеханическими и электронными защитами.

Все защиты линий 110-500 кВ можно разделить на следующие группы:

- основные защиты.
- резервные защиты.
- дополнительная защита – токовая отсечка.

1. 4 Лекция №5 (2 часа).

Тема: «Токовые направленные защиты. Дифференциальная токовая защита. Релейная защита трансформаторов. Релейная защита электродвигателей.»

1.4.1 Вопросы лекции:

1. Токовые направленные защиты;
2. Дифференциальная токовая защита;
3. Релейная защита трансформаторов;

1.4.2 Краткое содержание вопросов:

1. Токовые направленные защиты

Направленные защиты ставятся на линиях с двухсторонним питанием.

На линиях с двухсторонним питанием используются:

- Токовые отсечки.
- Направленная максимальная защита.
- Продольная дифференциальная защита.
- Дистанционная защита.
- Высокочастотная защита.

Для селективного действия в сетях с двусторонним питанием МТЗ дополняется измерительным органом направления мощности KW. Такая защита называется токовой направленной.

Измерительные органы защиты.

- Максимальное реле тока – РТ-40.
- Реле направления мощности.

Защита реагирует не только на значение тока в защищаемом элементе, но и на его фазу относительно напряжения на шинах у места установки защиты.

Селективное действие защиты обеспечивается соответствующим включением органа направления мощности и выбором выдержки времени.

Направленная защита отличается от ненаправленной наличием реле направления мощности (РНМ). Устанавливается на линиях с двусторонним питанием.

В сетях до 35 кВ включительно является основной. Выполняется в двухфазном исполнении.

В сетях с глухозаземленными нейтралями используется как защита от междуфазных КЗ.

Для защиты от замыканий на землю используется направленная токовая защита нулевой последовательности.

Широко используется для защиты от КЗ на землю в сетях 110 кВ с глухозаземленными нейтралями.

Наличие РНМ позволяет при расчете тока срабатывания учитывать только режимы, в которых мощность протекает от шин в линию. Это позволяет повысить чувствительность защиты.

Это используется в направленных токовых отсечках. Ненаправленные токовые отсечки селективны и используются на линиях с двусторонним питанием. Реле направления мощности добавляется для повышения их чувствительности. Однако,

направленные токовые отсечки более сложны из-за наличия РНМ, появляется мертвая зона. Поэтому они используются как защиты нулевой последовательности в сетях с глухозаземленными нейтралями.

Направленная МТЗ со ступенчатой выдержкой времени обеспечивает селективное отключение КЗ в радиальных сетях с несколькими источниками питания и в кольцевых сетях с одним источником питания. Однако, из-за встречно-ступенчатого выбора выдержки времени третьей ступени в ряде случаев время отключения поврежденного участка вблизи источника питания получается большим. Это ограничивает применение третьей ступени в качестве отдельной защиты. Поэтому в большинстве случаев токовая направленная защита в качестве основной применяется лишь в сетях напряжением 35 кВ.

В сетях с более высоким напряжением она используется как резервная.

Для направленных токовых защит схемы используются такие же, как и для ненаправленных.

2. Дифференциальные токовые защиты.

Существует два вида дифференциальных защит линий:

- Продольная.
- Поперечная.

Это защиты с абсолютной селективностью

Продольная – для защиты элементов с сосредоточенными параметрами: трансформаторов, линий небольшой длины.

Поперечная – для защиты двух и более параллельных линий, обмотки статора генераторов от витковых замыканий, когда имеются параллельные ветви.

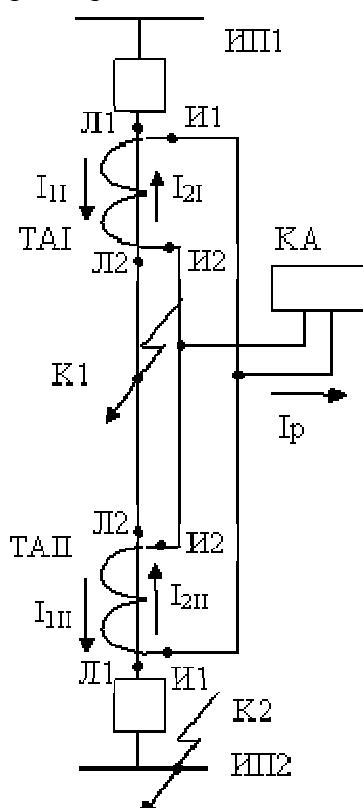
Продольная дифференциальная защита

Основана на сравнении токов в начале и в конце защищаемого элемента.

Для защиты устанавливаются одинаковые трансформаторы тока (ТТ) с двух сторон линии.

Одноименные фазы вторичной обмотки ТТ соединяются между собой.

Схема защиты получается путем параллельного соединения вторичных обмоток трансформаторов тока ТА1, ТА2 и реле тока KA.



Ток реле равен геометрической сумме токов.

Продольная дифференциальная защита действует при повреждении в зоне и не реагирует на внешние короткие замыкания, токи качаний и токи нормальной работы. Эта защита обладает абсолютной селективностью. Она выполняется без выдержки времени.

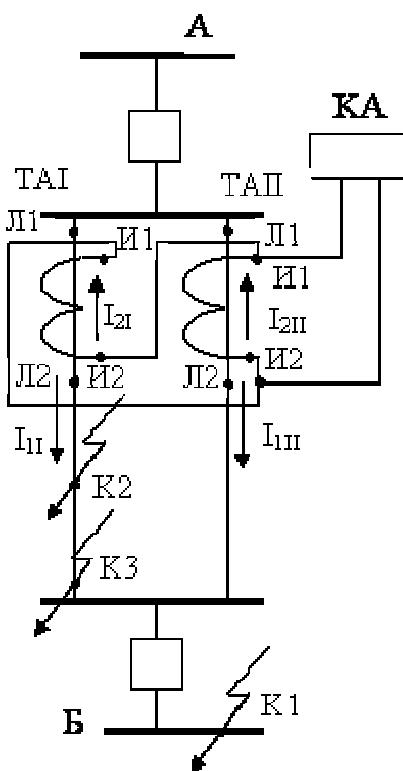
Поперечная дифференциальная токовая защита.

Принцип действия основан на сравнении токов одноименных фаз.

Трансформаторы тока устанавливают в начале защищаемой линии у источника. Берут трансформаторы тока с одинаковыми коэффициентами трансформации.

Реле тока включается на разность токов двух фаз.

При нормальной работе и внешних КЗ (т. К1) по обмотке реле проходит только ток небаланса.



Достоинства защиты.

1. Имеет абсолютную селективность.
 - 1.1 Не требует согласования параметров с другими защитами.
 - 1.2 Не имеет выдержки времени. Обеспечивает быстрое отключение поврежденного участка.

Недостатки.

1. Имеет мертвую зону. Не защищает конец линии и шины подстанции. Не может использоваться в качестве основной защиты.
2. В случае отключения одной из линий должна выводиться из действия.
3. Не может определить на какой линии произошло КЗ. Не может быть использована на линиях с автоматическими выключателями, когда требуется отключать только поврежденную линию.

В общем случае при срабатывании защиты нужно определить поврежденную линию, отключить ее вручную, вывести защиту из действия, а затем включить оставшуюся линию.

3. Релейная защита трансформаторов

В соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок на трансформаторах устанавливаются устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
 - витковых замыканий в обмотках;
 - токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
 - токов в обмотках, обусловленных перегрузкой (защита от перегрузки);
 - понижения уровня масла;
- однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Защиты трансформаторов делятся на основные и резервные.

К основным защитам относятся газовая защита и дифференциальная защита.

Газовая защита предназначена для защиты маслонаполненных трансформаторов от повреждений внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа (замыкания на корпус, витковые замыкания, «пожар» стали и т.п.), а также снижения уровня масла в трансформаторе.

Дифференциальная защита трансформатора предназначена для защиты от повреждений внутри бака, на выводах трансформатора или на участке ошиновки между трансформаторами тока, к которым подключена защита.

На трансформаторах малой мощности вместо дифференциальной токовой защиты может устанавливаться токовая отсечка.

Основные защиты действуют на отключение трансформатора без выдержки времени.

Резервные защиты защищают трансформатор от токов в обмотках, вызванных внешними КЗ, а также резервируют действие основных защит.

К резервным защитам понижающих трансформаторов 110(35)/10(6) кВ от многофазных КЗ относится максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него.

На двухобмоточных понижающих трансформаторах устанавливается, как правило, со стороны высокого напряжения, на трех- и более обмоточных – с каждой стороны трансформатора.

Задача от перегрузки выполняется, как правило, с действием на сигнал.

1. 5 Лекция №6 (2 часа).

Тема: «Устройства автоматики электрических сетей. Защита и автоматика подстанций. Защита и автоматика трансформаторов.»

1.5.1 Вопросы лекции:

1. Устройства автоматики электрических сетей;
2. Защита и автоматика подстанций;
3. Защита и автоматика трансформаторов.

1.6.2 Краткое содержание вопросов:

1. Устройства автоматического повторного включения. Большинство повреждений воздушных линий электропередачи обусловлено схлестыванием проводом при сильном ветре или гололеде, нарушении изоляции при воздействии молнии, падением деревьев, замыканием проводов движущимися механизмами и т.д. Такие повреждения являются неустойчивыми и поэтому при быстром отключении линии самоустраниются. Для выполнения этой задачи используются устройства автоматического повторного включения (УАПВ). Исследования статистических показателей свидетельствуют о том, что УАПВ в среднем имеют 60-75% успешных действий. Такими устройствами оснащаются следующие элементы: воздушные, смешанные кабельно-воздушные ЛЭП

выше 1 кВ (при наличии соответствующих коммутационных аппаратов); шины; трансформаторы; ответственные электродвигатели.

Классификация УАПВ:

- по числу фаз выключателей, включаемых устройством АПВ: трехфазное (ТАПВ), однофазное (ОАПВ);
- по способу проверки синхронизма при АПВ для линий с двусторонним питанием: с проверкой, без проверки;
- по способу воздействия на привод выключателя: механические и электрические устройства АПВ;
- по кратности действия: однократные и многократного действия.

Устройства автоматического включения резерва. В ЭС при наличии двух источников питания, как правило, работают по разомкнутой схеме, и каждый источник обеспечивает питание выделенных ему потребителей. Отсутствие связи между источниками позволяет уменьшить токи КЗ, упростить релейную защиту, снизить потери электроэнергии, создать необходимый режим по величине напряжения. Разомкнутая сеть по сравнению с замкнутой имеет недостаток, заключающийся в снижении надежности. Например, при отключении одного источника питания электроснабжение всех его потребителей прекращается. Для восстановления электроснабжения этих потребителей используются устройства автоматического включения резерва (УАВР).

Устройства автоматической частотной разгрузки. Частота переменного тока определяется частотой вращения синхронных генераторов и является одним из основных показателей качества электрической энергии. При дефиците активной мощности возникает снижение частоты, а при избытке – увеличение частоты. Номинальное значение частоты напряжения электрической сети равняется 50 Гц.

Устройства автоматики деления. УАД производят отделение генераторов с частью нагрузки, которая соответствует их мощности, от остальной нагрузки района

2. Защита и автоматика подстанций

Опыт эксплуатации показывает, что несмотря на благополучные условия для надзора и ухода за элементами распред. устройств подстанций повреждения на их шинах все же имеет место. К числу причин к.з. на шинах можно отнести: перекрытие шинных изоляторов и вводов выключателей; повреждение ТН и установленных между шинами и выключателями; повреждение ТТ; поломка изоляторов разъединителей и воздушных выключателей во время операций; ошибки обслуживающего персонала.

Для отключения к.з. применяют соответствующие защиты. в качестве таких защит на силовых трансформаторах применяются защиты от внешних к.з., а на ЛЭП – МТЗ и ДЗ, однако эти защиты в основном выполняются с выдержками времени, а по условиям устойчивости в сети 110-500кВ необходимо мгновенное отключение мф.к.з. на шинах. Поэтому существует необходимость применения специальных защит.

Защиты шин.

- Защита сборных шин, ошиновки 35кВ и выше (ДЗШ)
- Защита шин 6-10кВ (Дуговые, ЛЗШ)

Автосборка шин после отключения от ДЗШ.

3. Защита и автоматика трансформаторов

Защиты трансформаторов делятся на основные и резервные.

Автоматика трансформаторов:

- АРН
- Автоматика обдува

1. 6 Лекция №7 (2 часа).

Тема: «Защита синхронных генераторов. Автоматическая частотная разгрузка.»

1.6.1 Вопросы лекции:

1. Защита синхронных генераторов;
2. Автоматическая частотная разгрузка.

1.6.2 Краткое содержание вопросов:

1. К электрическим повреждениям относятся однофазные и многофазные замыкания в обмотках статора и замыкания на землю. Опасность для генератора при повреждениях в обмотке статора – это дуга. Дуга, перекинувшись на корпус статора, вызывает оплавление активной стали корпуса. Может потребоваться серьезный ремонт. Замыкание на землю в одном месте цепи возбуждения непосредственной опасности не представляет, однако возникновение пробоя в втором месте приводит к тяжелому повреждению. В этом случае необходима быстрая ликвидация аварии. Основные ненормальные режимы работы: сверхтоки при внешних к.з., перегрузка, потеря возбуждения, недопустимое увеличение напряжения (для гидрогенераторов). Особенно опасны для генераторов внешние несимметричные к.з. и несимметричные перегрузки.

1. Повреждение обмотки статора.

Многофазные к.з. относятся к наиболее тяжелым повреждениям генератора. Они сопровождаются большими токами, в несколько раз превышающими номинальный ток. Для защиты от м.ф.к.з. на всех генераторах мощностью выше 1000кВт при наличии выводов отдельных фаз со стороны нейтрали устанавливается продольная дифференциальная защита, действующая на отключение генератора. На генераторах малой мощности устанавливаются более простые защиты: МТЗ, токовая отсечка, устанавливаемые со стороны выводов генератора, а также автоматы и плавкие предохранители.

Однофазные замыкания на землю (корпус генератора) в крупных генераторах напряжением 2кВ и выше, работающих с изолированной нейтралью, сопровождаются в месте повреждения прохождением небольших токов по сравнению с токами многофазных к.з. Однако длительное протекание тока и горение дуги в месте замыкания на корпус генератора могут привести к выгоранию изоляции и значительному оплавлению стали статора, после чего придется проводить продолжительные ремонты.

На основании опыта эксплуатации и специальных испытаний установлено, что при повреждениях в обмотке статора ток замыкания на землю до 5А не приводит к значительному повреждению стали. Поэтому при токах меньше 5А защита от о.ф.к.з. ан землю действует, как правило, на сигнал, а при токах превышающих 5А – на отключение. Генераторы мощностью 150МВт и более при замыканиях на землю должны немедленно автоматически отключаться. Работа генераторов мощностью меньше 150МВт допускается при наличии замыкания на землю обмотке статора до 2 часов, а в исключительных случаях до 6 часов (когда к.з. не в обмотке статора). На генераторах малой мощности напряжением 500В, работающих с заземленной нулевой точкой, защита от о.ф.к.з. действует на отключение.

В статоре генератора могут возникать замыкания между витками одной фазы. Токи, проходящие при этом в месте повреждения, соизмеримы с токами при м.ф.к.з. На генераторах, имеющих выведенные параллельные ветви, для защиты от витковых замыканий устанавливается поперечная диф.защита, действующая на отключение выключателя генератора. На генераторах, не имеющих выведенных параллельных ветвей, защита от витковых замыканий не устанавливается, т.к. это весьма сложно и еще потому, что витковые замыкания, как правило, сопровождаются однофазными или многофазными к.з. обмотки статора.

2. Повреждение обмотки ротора.

Замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения не оказывает влияния на нормальную работу генератора, ток в месте повреждения не проходит и симметрия магнитного поля не нарушается. Однако наличие одного замыкания на землю уже представляет некоторую опасность для генератора, т.к. в случае замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения часть обмотки окажется замкнутой накоротко.

Замыкание на землю в двух точках цепи возбуждения сопровождается сильной вибрацией из-за несимметрии магнитного потока. Дуга в месте замыкания может привести к значительному повреждению обмотки ротора и стали ротора.

Из-за сильной вибрации замыкание в двух точках цепи возбуждения особенно опасно для синхронных машин с выступающими полюсами, какими являются гидрогенераторы и синхронные компенсаторы. Вследствие этого на генераторах с выступающими полюсами и на синхронных компенсаторах устанавливается защита от замыканий в одной точке цепи ротора, а от замыканий в двух точках такие генераторы и СК должны быть выведены из работы.

Синхронные машины без выступающих полюсов (турбогенераторы) с косвенным охлаждением обмоток ротора в большинстве случаев могут работать некоторое время при наличии двойного замыкания на землю в цепи возбуждения без существенных повреждений. Поэтому турбогенератор остается в работе при наличии на нем замыкания в цепи возбуждения водной точке и на нем устанавливается защита от двойного замыкания в цепи ротора, которая у большинства машин с косвенным охлаждением обмоток включается с действием на сигнал.

На мощных турбогенераторах с непосредственным охлаждением проводников обмотки ротора защита от двойных замыканий на землю в цепи возбуждения действует на отключение. СГ с ионной или тиристорной системой возбуждения при к.з. в одной точке на роторе переводят на резервное возбуждение.

3. Ненормальные режимы.

Перегрузка статора током больше номинального влечет за собой перегрев и разрушение изоляции обмотки, что может, в конечном счете, привести к м.ф.к.з. и замыканию на землю. В эксплуатацию все больше внедряются мощные турбогенераторы с непосредственным или как говорят, с фазированным охлаждением обмоток, в которых охлаждающая среда (водород или вода) циркулирует внутри токоведущих стержней, благодаря чему обеспечивается лучше охлаждение и более высокие плотности тока. Эти генераторы допускают значительную меньшую перегрузку, чем генераторы с косвенным охлаждением. Для того, чтобы дежурный персонал своевременно принял меры к разгрузке генератора, устанавливается токовая защита от перегрузки, действующая на сигнал.

Для предотвращения повреждения генератора в случае, если к.з. не будет отключено защитами линий или трансформаторов, служит МТЗ с пуском или без пуска по напряжению, действующая на отключение генератора. Наиболее тяжелые последствия для генератора могут иметь место при внешних несимметричных к.з. В этом случае неравенство токов в фазах статора вызывает повышенный нагрев ротора и вибрацию генератора, что может привести к его повреждению. Защита генератора от внешних несимметричных к.з. и несимметричных режимов (несимметричное включение выключателя) осуществляется токовой защитой обратной последовательности, действующей на сигнал и на отключение.

Перегрузка по току ротора генераторов и СК с косвенным охлаждением определяется допустимой перегрузкой статора, а для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора.

Для предотвращения повреждения ротора при перегрузке его обмотки во время форсировки возбуждения с непосредственным охлаждением предусматривается автоматическое ограничение длительности форсировки. Допускается перегруз статора на 30% для генератора с непосредственным охлаждением и 50% с косвенным охлаждением.

Повышение напряжения на выводах обмотки статора может привести с пробоем изоляции и возникновению в генераторе многофазных к.з. Опасное повышение напряжения возникает вследствие увеличения скорости вращения при сбросе нагрузки. На турбогенераторах при увеличении скорости до 110% срабатывает автомат безопасности и прекращается доступ пара в турбину. Напротив, на гидрогенераторах при сбросе нагрузки могут иметь место увеличение скорости вращения на 40-50% выше нормальной и

соответствующее повышение напряжения статора. Поэтому защита от повышения напряжения (ЗПН) устанавливается только на гидрогенераторах с действием на отключение генератора и автомата гашения поля (АГП).

К нормальным режимам относятся также работа синхронного генератора без возбуждения (например, при отключении АГП), так называемый асинхронный режим. При работе в асинхронном режиме увеличивается скорость вращения генератора и возникает пульсация тока статора. В некоторых случаях потеря возбуждения может послужить причиной нарушения устойчивости параллельной работы энергосистемы. Обычно в таких случаях осуществляется блокировка, при отключении АГП отключается генератор тоже самое на синхронном генераторе.

2.Автоматическая частотная разгрузка

Частота наряду с напряжением является основным параметром, определяющим качество электроэнергии. Отклонение частоты отражается на работе потребителей. С понижением частоты уменьшается скорость вращения электродвигателей и соответственно уменьшается производительность, приводимых ими механизмов. На ряде предприятий отключение частоты может привести к нарушению технологии производства и к браку. Согласно ПТЭ частота не должна отклоняться от номинального значения больше чем на $\pm 0,2\text{Гц}$. Регулирование частоты производится либо вручную, либо автоматически с помощью регуляторов. Пока генераторы загружены не полностью и, следовательно, в энергосистеме есть резерв активной мощности, регуляторы частоты и скорости будут поддерживать заданный уровень частоты. После того, как резерва вращающихся агрегатов будут исчерпаны, дефицит активной мощности, вызванный отключением части генераторов или включением новых потребителей, приведет к снижению частоты в энергосистеме. Снижение частоты влечет за собой снижение производительности механизмов С.Н. станций, резко уменьшается располагаемая мощность тепловых электростанций, что влечет за собой дальнейшее снижение частоты в энергосистеме (“лавина частоты”).

При отсутствии вращающего резерва единственным возможным способом восстановления частоты является отключение части наименее ответственных потребителей. Это и осуществляется с помощью специальных устройств – автоматов частотной разгрузки, срабатывающих при опасном снижении частоты.

Устройства АЧР, используемые для ликвидации аварийного дефицита активной мощности в энергосистемах, подразделяются на три категории: АЧР I, АЧР II, дополнительные АЧР.

АЧР I – быстродействующая с уставками срабатывания от 47-48 до 46-46,5Гц, $t_{ср} \geq 0,1-0,3\text{сек}$. Назначение этой категории – не допускать глубокого снижения частоты в первое время развития аварии. Уставки АЧР I отличаются друг от друга на 0,1Гц. Отключение идут по очереди через 0,1Гц. К АЧР I подключаются примерно 78-80% от общей нагрузки, подключенными к АЧР I АЧР II.

Вторая категория – АЧР II предназначена для восстановления частоты до нормального значения в случае, если она длительно остается пониженной или, как говорят “зависает” на уровне 48Гц и работает после отключения части потребителей от АЧР I. Уставки АЧР II принимаются одинаковыми на 0,5Гц выше верхнего предела АЧР I – 47,5-48,5Гц. Выдержки времени АЧР II отличаются друг от друга на 5сек. и принимаются равными 19-20сек. К АЧР II подключается 20-25% общей нагрузки.

Кроме того, в эксплуатации применяются также и так называемая дополнительная группа АЧР, которая предназначенная для осуществления местной разгрузки при возникновении большого дефицита активной мощности.

Для ускорения восстановления питания потребителей отключенных АЧР применяется специальная автоматика АПВ после АЧР, т.е. ЧАПВ.

1. 7 Лекция №8 (2 часа).

Тема: «Управление релейной защитой.»

1.7.1 Вопросы лекции:

1. Функции управления релейной защитой;
2. Микропроцессорные комплексы, устройства релейной защиты, управления и автоматики;
3. Основные сведения о диспетчерском управлении.

1.7.2 Краткое содержание вопросов:

1.Какое управление коммутационными аппаратами применяется в энергетике

Дистанционное управление-управление коммутационным аппаратом с удаленного на безопасное расстояние поста (щита, пульта) управления.

Местное управление - управление коммутационным аппаратом от местной кнопки или ключа управления, расположенных вблизи коммутационного аппарата.

Автоматическое включение – включение коммутационного аппарата через устройство автоматического повторного включения

2. В настоящее время применяются следующие отечественные микропроцессорные защиты:

«СИРИУС» «СИРИУС-С» «СИРИУС-В» - предназначены для осуществления функций РЗ и автоматики на отходящих линиях , секционных выключателях и вводах 6-35 кВ.

«ОРИОН-М» - предназначены для выполнения функций РЗ, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6-35 кВ.

БМРЗ – обеспечивает функции РЗ, автоматики и управления воздушных (БМРЗ-ВЛ) и кабельных ЛЭП (БМРЗ-КЛ), секционных (БМРЗ-СВ) и вводных(БМРЗ-ВВ) выключателей распределительных ПС, шкафов секционирования линий 6-10 кВ, а также трансформаторов до 6,3 МВА (БМРЗ-ТР) и асинхронных двигателей мощностью до 4 МВт (БМРЗ-ДА).

«ТЭМП 2501-1Х» - предназначены для выполнения функций РЗ, автоматики и управления различных присоединений на промышленных предприятиях и ПС напряжением 0,4-35 кВ переменного, выпрямленного переменного и постоянного оперативного тока.

ИМФ-3С, ИМФ-3Р – предназначены для непосредственного определения расстояния до места повреждения при однофазных, 2-х и 3-х фазных КЗ на ВЛ-110-750 кВ протяженностью до 400 км

ЭКРА - предназначены для выполнения функций РЗ всех напряжений.

3. Система оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

-Система оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике включает в себя комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей в пределах Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, осуществляющему субъектами оперативно-диспетчерского управления, уполномоченными на осуществление указанных мер в порядке, установленном настоящим Федеральным законом.

-Целью деятельности системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является обеспечение надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным иными нормативными актами, и принятие мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключаемым на оптовом и розничных рынках.

-Оперативно-диспетчерское управление атомными станциями осуществляется в соответствии с положениями настоящей главы, а также особенностями, предусмотренными федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации в области использования атомной энергии.

В нормальном режиме работы электроустановки переключения при переводе оборудования и устройств РЗА из одного состояния в другое, а также переключения, связанные с изменением эксплуатационных режимов работы оборудования и устройств РЗА, должны выполняться местным оперативным персоналом по распоряжению оперативного руководителя, в оперативном управлении которого находится это оборудование и устройства РЗА.

В нормальном режиме работы операции с оборудованием и устройствами РЗА, находящимися в оперативном ведении диспетчера, могут выполняться только после получения его разрешения.

В распределительных электросетях напряжением 35 кВ включительно при отсутствии оперативно-диспетчерского управления переключения могут выполняться пораспоряжению уполномоченного административно-технического персонала, выполняющего в этом случае функции диспетчера.

Перечень электроустановок, для которых принят такой порядок выполнения переключений, должен устанавливаться распоряжением по предприятию электрических сетей.

1. 8 Лекция №9 (2 часа).

Тема: «Заключительная.»

1.8.1 Вопросы лекции:

1. Перспектива дальнейшего развития релейной защиты, автоматики и телемеханизации систем электроснабжения;
2. Классификация устройств АПВ;
3. Автоматическое включение резерва.

1.8.2 Краткое содержание вопросов:

1. Система управления в энергетике характеризуется следующими факторами:
 - усиление концентрации и централизации функций управления;
 - усложнение системы управления;
 - информационная перегруженность системы управления;
 - противоречие между высоким уровнем механизации и автоматизации основных производственных процессов и низким уровнем механизации и автоматизации управленческого труда.

Отсюда возникает задача совершенствования системы управления в энергетике, которая решается путем создания автоматизированных систем управления (АСУ) и автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУТП). Они представляют собой комплексы программных и технических средств, предназначенных для автоматизированного управления технологическим процессом выработки, распределения и потребления электроэнергии. Учитывая протяженность энергосистем, эти системы невозможно реализовать без широкого применения телемеханизации, то есть сбора большого количества информации от удалённых объектов и передачи управляющих сигналов на эти объекты.

Телемеханизацию и автоматизацию целесообразно осуществлять комплексно для управления всеми видами энергохозяйства предприятия: электроснабжением, газоснабжением, теплоснабжением, водоснабжением, а также для управления освещением территории.

Телемеханизацию следует применять в случаях, когда она часто и эффективно используется и дает возможность существенно улучшить ведение режима электроснабжения, ускорить ликвидацию аварий и других нарушений, установить

контроль за поддержанием нормальных электрических параметров (уровень напряжения, нагрузки и т. д.), уменьшить обслуживающий персонал.

В объем телемеханизации входят телеуправление, телесигнализация и телеизмерение.

Телеуправление (ТУ) обычно предусматривается только для тех элементов электроснабжения, которые необходимы для быстрого восстановления режима или для переключений, например для управления выключателями на питающих линиях и линиях связи между подстанциями при отсутствии АВР или при необходимости частых оперативных переключений выключателями понизительных трансформаторов и т. п.

Основу АСУТП составляет программно-технический комплекс (ПТК), работающий в режиме реального времени. В составе АСУТП он выполняет:

- сбор и централизацию данных,
- наглядное отображение полученной информации,
- подготовку и передачу информации серверу баз данных,
- контроль функционирования промышленных контроллеров.

2. В эксплуатации получили применение следующие вида АПВ:

1. Трехфазные (включение всех трех фаз после их отключения).
2. Однофазные.
3. Комбинированные (трехфазные и однофазные).

Трехфазные подразделяются:

1. Простые ТАПВ.
2. Быстродействующие БАПВ.
3. С проверкой контроля напряжения (АПВ с КН) и другие.

По числу циклов (кратности действия) различают АПВ однократного действия и АПВ многократного действия.

3. Для надежности электроснабжения потребителей в энергосистемах и в электрических установках создаются специальные схемы электрических присоединений, обеспечивающие повышенную надежность. Высокую степень надежности обеспечивают схемы питания подстанция одновременно от двух и более источников питания. Несмотря на эти преимущества многостороннего питания потребителей, большое количество подстанций, имеющих два и более источников питания, работают по схеме одностороннего питания. Односторонние питание имеют также секции СН электростанций. Применение такой схемы во многих случаях оказывается целесообразным для снижения величин токов к.з., экономии потерь в трансформаторах, упрощение релейной защиты и т.д. Недостатком одностороннего питания является то, что аварийное отключение рабочего источника питания приводит к прекращению питания потребителя, т.е. к аварии. Этот недостаток может быть в значительной степени устранен быстрым автоматическим включением резервного источника или выключателя, на котором производится деление сети. Для выполнения этой операции широко используется специальное автоматическое устройство – автоматика включения резерва (АВР). При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения выключателя резервного источника и составляет 0,3-0,8сек.

Используются две основные схемы одностороннего питания потребителей при наличии двух или более источников. Источник, который питает потребитель называется рабочим, а второй отключен и находится в резерве.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей.
2. Обеспечивать возможно быстрое включение резервного источника питания.
3. Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допустить включение несколько раз на к.з.

4. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника, чтобы избежать включение резервных источников на к.з. в неотключившемся рабочем источнике.

5. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться пусковым органом минимального напряжения.

6. Для ускорения отключения резервного источника при его включении на неустранившееся к.з. должно предусматриваться ускорение защиты резервного источника после АВР.

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

2.1 Практическое занятие № 1,2 (4 часа).

Тема: «Моделирование максимальной токовой защиты линии электропередачи.»

2.1.1 Задание для работы:

1. Основные понятия максимальной токовой защиты;
2. Способы защиты линий электропередач;
3. Алгоритм работы защиты.

2.1.2 Краткое описание проводимого занятия:

Моделирование максимальной токовой защиты линии электропередачи на стенде РЗАСЭС.001 РБЭ.

Анализ работы УРЗА.

Принцип работы УРЗА.

2.1.3 Результаты и выводы: полное представление о работе максимальной токовой защиты линии электропередачи.

2.2 Практическое занятие № 3,4 (4 часа).

Тема: «Моделирование мгновенной токовой отсечки линии электропередачи.»

2.2.1 Задание для работы:

1. Основные понятия мгновенной токовой отсечки;
2. Алгоритм работы мгновенной токовой отсечки;
3. Причины срабатывания мгновенной токовой отсечки.

2.2.2 Краткое описание проводимого занятия:

Моделирование мгновенной токовой отсечки линии электропередачи на стенде РЗАСЭС.001 РБЭ.

Анализ работы УРЗА.

Принцип работы УРЗА.

2.2.3 Результаты и выводы: полное представление о работе мгновенной токовой отсечки линии электропередачи.

2.4 Практическое занятие № 5,6 (4 часа).

Тема: «Моделирование дифференциальной защиты линии электропередачи.»

2.4.1 Задание для работы:

1. Понятие дифференциальной защиты;
2. Преимущества и недостатки современных устройств дифференциальной защиты линий;
3. Тенденции развития дифференциальных защит.

2.4.2 Краткое описание проводимого занятия:

Моделирование дифференциальной защиты линии электропередачи на стенде РЗАСЭС.001 РБЭ.

Анализ работы УРЗА.

Принцип работы УРЗА.

2.4.3 Результаты и выводы: полное представление о работе дифференциальной защиты линии электропередачи

2.5 Практическое занятие № 7,8 (4 часа).

Тема: «Моделирование дифференциальной защиты трансформатора.»

2.5.1 Задание для работы:

1. Понятие дифференциальной защиты трансформатора;
2. Анализ принципиальных схем дифференциальной защиты трансформатора;
3. Расчет дифференциальной защиты трансформатора.

2.5.2 Краткое описание проводимого занятия:

Моделирование дифференциальной защиты трансформатора на стенде РЗАСЭС.001 РБЭ.

Анализ работы УРЗА.

Принцип работы УРЗА.

2.5.3 Результаты и выводы: полное представление о работе дифференциальной защиты трансформатора.

2.6 Практическое занятие № 9,10 (4 часа).

Тема: «Моделирование максимальной токовой защиты электрической цепи с помощью автоматического выключателя.»

2.6.1 Задание для работы:

1. Принцип действия автоматического выключателя;
2. Выбор автоматического выключателя;
3. Расчет максимальной нагрузки на электрическую цепь.

2.6.2 Краткое описание проводимого занятия:

Моделирование максимальной токовой защиты электрической цепи с помощью автоматического выключателя на стенде РЗАСЭС.001 РБЭ.

Анализ работы УРЗА.

Принцип работы УРЗА.

2.6.3 Результаты и выводы: полное представление о работе максимальной токовой защиты электрической цепи с помощью автоматического выключателя.

2.7 Практическое занятие № 11,12 (4 часа).

Тема: «Моделирование тепловой защиты электрической цепи с помощью электротеплового реле.»

2.7.1 Задание для работы:

1. Понятие тепловой защиты;
2. Виды тепловых реле;
3. Принцип работы теплового реле.

2.7.2 Краткое описание проводимого занятия:

Моделирование тепловой защиты электрической цепи с помощью электротеплового реле на стенде РЗАСЭС.001 РБЭ.

Анализ работы УРЗА.

Принцип работы УРЗА.

2.7.3 Результаты и выводы: полное представление о работе тепловой защиты электрической цепи с помощью электротеплового реле.

2.8 Практическое занятие № 13,14 (4 часа).

Тема: «Автоматическое включение резервного питания нагрузки.»

2.8.1 Задание для работы:

1. Принцип работы автоматическое включение резервного питания;
2. Достоинства и недостатки автоматического включения резервного питания;
3. Типы исполнительных механизмов.

2.8.2 Краткое описание проводимого занятия:

Моделирование автоматическое включение резервного питания нагрузки на стенде РЗАСЭС.001 РБЭ.

Анализ работы УРЗА.

Принцип работы УРЗА.

2.8.3 Результаты и выводы: полное представление о работе автоматическое включение резервного питания нагрузки.

2.9 Практическое занятие № 15,16 (4 часа).

Тема: «Автоматическое повторное включение линии электропередачи.»

2.9.1 Задание для работы:

1. Принцип работы автоматического повторного включения;
2. Достоинства и недостатки автоматического повторного включения;
3. Требования к устройствам автоматического повторного включения.

2.9.2 Краткое описание проводимого занятия:

Моделирование автоматическое повторное включение линии электропередачи на стенде РЗАСЭС.001 РБЭ.

Анализ работы УРЗА.

Принцип работы УРЗА.

2.9.3 Результаты и выводы: полное представление о работе автоматическое повторное включение линии электропередачи.