Слайд 2

Раздел 1. Общие вопросы оперативного управления

Иерархическая структура оперативно- диспетчерского управления

Обзор автоматизации диспетчеризации энергосистемы

Общие сведения

Слайд 2

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) России (бывшего СССР), созданная более шестидесяти лет назад, является уникальным организационно-техническим объектом, структура которого и управление им построено по иерархическому принципу, что обеспечивало сбалансированное единство генерации, распределения и потребления электроэнергии в территориальном разрезе для обеспечения энергетической безопасности регионов и возможность межсистемного обмена потоков мощности и энергии в нормальных и аварийных режимах для повышения эффективности функционирования энергообъединения.

Наличие таких межсистемных связей, составляющих Единую национальную электрическую сеть нынешней ЕЭС России, позволяет обеспечить рациональное использование различных энергетических ресурсов, географически и технологически неравномерно распределенных по территории страны (угольные и гидроэнергетические ресурсы, АЭС и ГАЭС), для энергоснабжения крупных центров энергопотребления. Примененные в ЕЭС системы автоматического управления в нормальных и аварийных режимах, системы релейной защиты и автоматики, способы и методы регулирования возбуждения синхронных генераторов и компенсаторов и др. позволили ей обеспечить, в целом, в высокой степени надежную и устойчивую работу ЕЭС и электроснабжение потребителей.

Развитая на ее основе энергосистема «Мир», охватывающая, кроме бывшего СССР, страны Восточной Европы (ГДР, Польша, Чехословакия, Венгрия, Румыния, Болгария), подтвердила на практике высокую эффективность принятых технических решений по созданию и устойчивой работе столь крупного энергообъединения

В настоящее время во всех развитых странах мира уделяется очень большое внимание системам электроэнергетики, использующим самое современное оборудование и технологии, средства измерения и управления, позволяющие на более высоком уровне обеспечить надежность и экономичность функционирования электроэнергетических систем.

Задача эта является, безусловно, актуальной, как было отмечено выше, и для российской электроэнергетики. Ведущая роль при модернизации электроэнергетики на этих новых принципах отводится электрической сети как структуре, обеспечивающей надежные связи генерации и потребителя. Новейшие технологии, применяемые в сетях, основанные на адаптации характеристик оборудования в зависимости от режимной ситуации, активное взаимодействие с генерацией и потребителями позволяют создавать эффективно функционирующую систему, в которую встраиваются современные информационно-диагностические системы, системы автоматизации управления всеми элементами, включенными в процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Речь идет об автоматизированной электроэнергетической системе, в которой все субъекты электроэнергетического рынка (генерация, сеть, потребители) принимают активное участие в процессах передачи и распределения электроэнергии.

Слайд 3

Многоуровневая структура, общая почти для любой системы энергоснабжения

Типичная иерархическая структура систем энергоснабжения напоминает пирамиду. Основание формируется из распределительных сетей низкого напряжения (НН, до 1 кВ), к которым подключены большинство потребителей. Начиная с бытовых потребителей, требующих, в среднем, небольшую мощность (несколько кВт), до крупных коммерческих или промышленных потребителей, которые потребляют мощность в несколько МВт, большинство потребителей предъявляют значительные требования по питанию и компонентам систем НН. Обычно, типовые проектные решения используются для очень простых конфигураций сети (в основном, радиальные сети), для того, чтобы справиться с большим числом оборудования и экономическми ограничениями. В то время, как множество малых генерирующих агрегатов установлено в нескольких местах (так называ- емая, распределенная генерация) - и многие из этих распределенных генерирующих агрегатов (Distributed Generation, DG) приводятся в действие возобновляемыми источниками энергии (Renewable Energy Sources, RES), такими как солнечная или ветровая энергия - большое количество потребляемой мощность передается из распределительных сетей среднего напряжения (СН, от 1 до 50 кВ). •

Географическое распределение требуемых нагрузок определяет размещение СН/НН-подстанций, обычно известных как ТП или РП (Ring Main Units, RMU), и предназначеных для прямого подключения к сетям среднего напряжения (СН) крупных коммерческих или промышленных потребителей. Электрическая конфигурация и полная структура сети распределительной сети СН, в основном, определяется требованиям нагрузки, и путем размещения больших DG-узлов или групп DG-узлов, например, ветряных или электростанций небольшой мощности. Преимущественно используются типовые проектные решения и простые структуры электросети, однако, также распространены индивидуальные и более сложные решения для особых случаев, таких как важные ВН/СН или СН/СН-подстанции или потребители с особыми требованиями к качеству электроэнергии. • Региональные сети обычно состоят из местных высоковольтных сетей (ВН, от 50 до 200 кВ) и электростанций средней мощности. Электроэнергией снабжаются отдельные ВН/СН- подстанции, которые питают нижестоящие СН-сети. В то время как сбои в работе распределительных сетей часто приводят к индивидуальным или локальным нарушениям в электроснабжении потребителей, то сбои в работе региональных сетей могут привести к более широким, региональным нарушениям в электроснабжении. Поэтому, такие сети обычно эксплуатируются в сложнозамкнутой системе. • В заключение необходимо отметить, что магистральные сети включают в себя сети высокого (ВН) и сверхвысокого напряжения (СВН, от 200 до 750 кВ и выше), связанные, где это возможно, с соседними системами и странами. Электросети характеризуются сравнительно низким числом компонентов и индивидуальностью решений для каждого отдельного случая. Крупные электростанции, обеспечивая большую часть вырабатываемой электроэнергии, подключены к магистральным сетям. Работа в объединенной энергосистеме позволяет системным операторам использовать эффекты выравнивания различных графиков нагрузки и характеристик электростанций, находящихся в различных географических условиях. Такой подход является высокоэкономичным способом предоставления полного резерва генераторной мощности и поддержки в аварийных ситуациях.

Слайд 4

Структура автоматизированной системы диспетчерского управления

Современные электроэнергетические системы - сложные многосвязные, пространственно разнесенные иерархические объекты. Они функционируют в условиях переменности их структу-ры, параметров и режимов работы при многочисленных внутренних и внешних возмущающих воздействий как систематического, так и случайного характера. Все это определяет сложность задач управления.

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС также представляет собой иерархическую систему, обеспечивающую сбор, преобразование, передачу, обработку и отображение информации о состоянии и режиме системы, формирование на основе собранной схемной и режимной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выпол-нения системой функций надежного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей.

АСДУ включает в себя:

- управляющие вычислительные центры (УВЦ) в ЦДУ ЕЭС;

- объединенные диспетчерские управления (ОДУ) ОЭС;

- диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);

- АСУ технологическими процессами (АСУ ТП) электростанций, энергоблоков и подстан-ций;

- централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления.

Слайд 5

Управление в энергетике, как и в любых [сложных системах](javascript:termInfo(%22%D1%81%D0%BB%D0%BE%D0%B6%D0%BD%D1%8B%D1%85%20%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B0%D1%85%22)), имеет иерархическую структуру. В общей структуре управления выделяют несколько иерархических уровней, показанных на рис. 2. Автоматизация управления на различных уровнях реализуется с помощью [автоматизированных систем управления](javascript:termInfo(%22%D0%B0%D0%B2%D1%82%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B7%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D1%85%20%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%20%D1%83%D0%BF%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BB%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D1%8F%22)) (АСУ).

|  |
| --- |
| http://bigor.bmstu.ru/?img/?doc=190_CAD/0008.mod/?n=2 |

Общая структура управления

На каждом уровне иерархии решаются следующие задачи:

1. Сбор телеизмерительной и статистической информации о текущем и прошлом состоянии ЭЭС.

2. Верификация исходной информации. Это – оценивание состояние ЭЭС. Решение этой задачи обеспечивает наблюдаемость ЭЭС.

3. Идентификация моделей ЭЭС, используемых в цикле оперативного управления. Данную функцию бывает достаточно трудно реализовать из-за избыточности информации в одних случаях (информация о параметрах ЛЭП, трансформаторах, генераторах и т.д.), а в других (состояние коммутационных аппаратов, места аварий в сети, прогнозируемость нагрузок, изменение спроса и предложения при изменении цен на электроэнергию и услуги) - по причине неопределенности информации.

4. Прогнозирование режима. Прогнозированию подлежат общесистемные параметры (сум-марная нагрузка, располагаемая мощность), локальные переменные (нагрузка отдельных узлов и районов, перетоки мощности) и др. Проблема решения такой задачи заключена в использовании регрессионных моделей, которые вносят большую погрешность расчета при неполной, некоррект-ной информации. Кроме того, при процедуре прогнозирования на разные периоды упреждения необходимо учитывать “старение” режимной информации, что в свою очередь повысит ее досто-верность.

5. Контроль допустимости значений параметров режима. Проверяется, находятся ли теку-щие значения переменных режима в допустимых пределах. Для определения пределов перемен-ных используется система определения граничных значений, включающая расчеты статической и динамической устойчивости. Эти пределы определяются априори. Отсюда, в неопределенных условиях функционирования ЭЭС детерминированные методы определения пределов допустимой области дают недостоверный результат, а вероятностные – некорректный.

6. Оперативная проверка надежности. Состоит в моделировании возможных случайных возмущений.

7. Поиск решений. Состоит в использовании степеней свободы диспетчера для:

1) ввода режима в допустимую область;

2) обеспечения оперативной надежности;

3) контроль экономичности и коррекции режима.

8. Проверка решений диспетчера. Состоит в имитации поведения ЭЭС после реализации проверяемого решения.

9. Коммерческое сопровождение технологического диспетчерского управления.

Слайд 6

Автоматизированные системы диспетчерского управления

Цели создания АСДУ:

– обеспечить диспетчерский и режимный персонал, энергонадзор, руководство энергоси-стемы и предприятий сетей оперативной информацией о текущих прогнозных и ретроспективных режимах;

– организовать эффективный контроль за ведением текущего режима энергосистемы;

– повысить обоснованность принимаемых диспетчером решений;

– повысить качество и надёжность электроснабжения потребителей;

– осуществлять оперативный и ежесуточный контроль баланса мощности и электроэнергии и улучшить планирование внутрисуточных и текущих режимов;

– получить максимальную прибыль за счет оптимального ведения режимов, экономии топ-лива и электроэнергии;

– внедрить в кратчайший срок в промышленную эксплуатацию самые современные сред-ства вычислительной техники, а также прикладное программное обеспечение.

Слайд 7

**Принципы построения системы управления**

1) система должна обеспечивать выполнение всех функций, необходимых для автоматизации объектов управления;

2) гибкость структуры – возможность достаточно быстрой настройки при изменяющихся условиях эксплуатации объекта управления;

3) открытость – должна обеспечивать возможность присоединения к системе новых функ-ций;

4) живучесть – способность сохранять работоспособность системы при отказе её отдельных элементов;

5) унификация – максимальное использование стандартного системотехнического про-граммного обеспечения;

6) информационная совместимость на разных уровнях управления.

Слайд 8

Главные задачи в управлении энергосистемой:

• Задачи оперативного контроля и управления (решаются на базе программно–технических средств оперативно–информационного управляющего комплекса (ОИУК));

• Технологические задачи;

• Задачи автоматического управления;

• Задачи АСКУЭ

• Задача: Обеспечение соблюдения установленных технологических параметров функ-ционирования электроэнергетики и стандартных показателей качества электрической энергии при условии экономической эффективности процесса оперативно-диспетчерского управления.

Слайд 9

Основные объекты энергосистем

Анализ сетевой топологии энергосистемы

Для анализа **топологии энергосистемы** методами теории сложных сетей магистральные электросети рассматриваются в виде сети, в которой электрические подстанции и электростанции представляются узлами сети, а линии электропередач – связями сети.

Верхний уровень – главный диспетчерский центр, который осуществляет оперативно-диспетчерское управление всей Единой энергетической системой. С этого уровня координируется работа объединенных энергосистем и совместная работа с зарубежными энергосистемами, а также обеспечивается планирование развития ЕЭС России.

Второй уровень –филиалы компании – объединенных диспетчерских управлений (ОДУ), управляющих режимами работы объединенных энергосистем, генерирующими и сетевыми объектами, существенно влияющими на электроэнергетический режим работы энергообъединения, и координирующих деятельность филиалов третьего уровня.

Третий уровень вертикали – 51 филиал компании – региональных диспетчерских управлений (РДУ), осуществляющих оперативно-диспетчерское управление энергосистемами одного или нескольких субъектов Российской Федерации. *В их число вошли два новых филиала Системного оператора: Якутское РДУ, созданное в феврале 2016 года для обеспечения функционирования Центрального и Западного энергорайонов республики Саха (Якутия) в составе ОЭС Востока, и Черноморское РДУ, созданное для обеспечения функционирования энергосистем Крыма и Севастополя в составе ОЭС Юга. Якутское и Черноморское РДУ приступят к выполнению функций по оперативно-диспетчерскому управлению энергосистемами с 1 января 2017 года.*

Слайд 10

На картинке показана сетевая топология от общего к частному. Начиная от единой системы и диспетчерскому управлению к трансформаторным ПС, линиям электропередач

Слайд 11

Элементы, которые формируют системы передачи ЭЭ: совокупность электропередач выдачи мощности ЭС и линий межсистемной передачи 330 кВ и элементы, образующие систему распределения ЭЭ: сложнозамкнутая сеть СН 110 кВ и разветвлённые разомкнутые сети НН 0,38–35 кВ.

Слайд 12

ЕЭС России осуществляет параллельную работу с ОЭС Украины, ОЭС Казахстана, ОЭС Белоруссии, энергосистемами Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии и Азербайджана, а также с NORDEL (связь с Финляндией через вставку постоянного тока в Выборге). Энергосистемы Белоруссии, России, Эстонии, Латвии и Литвы образуют «Электрическое кольцо БРЭЛЛ». Системный оператор выделяет три крупных независимых энергообъединения в Европе — Северную (NORDEL), Западную (UCTE) и Восточную (ЕЭС/ОЭС) синхронные зоны (NORDEL и UCTE в июле 2009 года вошли в состав нового европейского объединения — ENTSO-E). Под ЕЭС/ОЭС понимается ЕЭС России в совокупности с энергосистемами стран СНГ, Прибалтики и Монголии.

Параллельная работа электростанций в масштабе Единой энергосистемы позволяет реализовать следующие преимущества:- снижение суммарного максимума нагрузки ЕЭС России на 5 ГВт;сокращение потребности в установленной мощности электростанций на 10-12 ГВт;- оптимизация распределения нагрузки между электростанциями в целях сокращения расхода топлива;- применение высокоэффективного крупноблочного генерирующего оборудования;- поддержание высокого уровня надёжности и отказоустойчивости энергетических объединений.Совместная работа электростанций в Единой энергосистеме обеспечивает возможность установки на электростанциях агрегатов наибольшей единичной мощности, которая может быть изготовлена промышленностью, и укрупнения электростанций. Увеличение единичной мощности агрегатов и установленной мощности электростанций имеет значительный экономический эффект.

Слайд 13

Раздел 2. Оперативные переключения в электрических сетях

Лекция 3

Процесс производства и передачи электроэнергии является столь ди­намичным и постоянно подверженным случайным возмущающим воз­действиям, что без автоматического управления его функционирование невозможно. Такие его особенности, как равенство в каждый момент времени генерируемой и случайно изменяющейся, требуемой нагрузкой, мощностей, время от времени возникающие короткие замыкания, высокая быстротечность электромагнитных и электромеханических переходных процессов, обусловили развитие технических средств автоматического управления еще в начальный период становления электроэнергетики. Под*автоматическим* понимается управление процессом производств, передачи и потребления электроэнергии в целом, без непосредственного участия человека.

На современном этапе автоматическое управление производится от­дельными электроэнергетическими объектами и их взаимодействующими совокупностями. Управление процессом производства и передачи электроэнергии в целом пока еще осуществимо лишь при некотором оперативном вмешательстве человека - диспетчера электроэнергетической системы (ЭЭС). Такое управление называется*автоматизированным.*Оно реализуется автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ) (см. рисунок на слайде), важнейшей частью которой является управляющий вычислительный комплекс*УВК*, расположенный на диспетчерском пункте (ДП) электроэнергетической системы.

Автоматическое управление осуществляется на основе переработки информации о свойствах управляемых электроэнергетических объектов (УЭО), их состояниях и режимах работы.

Слайд 14

Автоматическое управление осуществляется на основе переработки информации о свойствах управляемых электроэнергетических объектов (УЭО), их состояниях и режимах работы, характеризующихся режимными параметрами *Y* и складывающейся ситуации в ЭЭС в результате возмущающих воздействий *Z.*

На рисунке показана Общая функциональная схема автоматизированного диспетчерского управления процессом производства электроэнергии

Информация в виде различных электрических сигналов поставляется автоматическими информационными устройствами АИУ по каналам высокочастотной связи с ее источниками: первичными измерительными преобразователями (ПИП) режимных параметров ПИПу управляемых электроэнергетических объектов и возмущающих воздействий ПИПz.

На устройства отображения УОИ поступают (постоянно или по вызову) результаты обработки информации УВК в виде рекомендаций *Хр* для действий диспетчера Д.

В соответствии с программой  *Хпр* функционирования УВК, задаваемой человеком, управляющие ЭВМ вырабатывают программные задания *Хпр1- Хпрn* действия автоматических управляющих устройств *АУУ1-АУУn*, установленных на управляемых электроэнергетических объектах *УЭ01-УЭ0n* и непосредственно оказывающих на них управляющие воздействия *Xy1-Xyn*.

Слайд 15

Управляющий вычислительный комплекс *УВК* с устройствами его информационного обеспечения *АИУ* и автоматические управляющие устройства *АУУ* образуют автоматическую управляющую систему.

На Рисунке показаны - Разомкнутые (а,б), замкнутая (б) и комбинированная (г) схемы автоматической системы управления

В зависимости от видов используемой информации: известной заранее априорной или получаемой в реальном времени функционирования ЭЭС,

рабочей информации-автоматическое управляющее устройство *АУУ* совместно с управляемым электроэнергетическим объектом *УЭО* образует автоматическую систему с разомкнутой (см. рисунок 1.2, а и б), замкнутой (см. рисунок, в) или комбинированной (см. рисунок 1.2,г) цепями воздействия [1]. По разомкнутой схеме работают программные автоматические устройства (см. рисунок 1.2, а) и функционирующие только по возмущающим воздействиям Z (прямая связь *ПС* на рисунке 1.2, б), а по замкнутой — автоматические устройства, использующие рабочую информацию (по цепи обратной связи ОС) о режимных параметрах *Y* (см. рисунок 1.2, в) электроэнергетического управляемого объекта.

Технические средства автоматического управления процессом про­изводства и передачи электроэнергии делятся на автоматику управления нормальными режимами работы ЭЭС и автоматические устройства противоаварийного управления - противоаварийную автоматику.

Слайд 16-17

Назначение и особенности автоматического управления

На электрических станциях (ЭС), вырабатывающих электроэнергию путем преобразования в нее механической энергии синхронных генераторов, вращаемых турбинами, выполняются сложные технологические процессы по образованию энергоносителя, особенно водяного пара, и превращению его потенциальной энергии в кинетическую энергию гидравлических и паровых турбин.

Необходимое для этого согласованное взаимодействие энергетического оборудования и механизмов ЭС обеспечивается их автоматическим управлением, реализуемым различными автоматическими устройствами управления

-устройствами автоматики, а управление производством электроэнергии в целом - автоматизированной системой управления технологическими процессами электростанций.

Автоматические управляющие устройства делятся на устройства технологической автоматики и автоматики управления электрической частью ЭС.

Особенностью технологической автоматики является формирование необходимой для функционирования автоматических устройств информации на основе преобразований в электрические сигналы в виде изменений информационных параметров напряжения или тока изменяющихся параметров энергоносителя, механических и гидравлических параметров.

Автоматическое управление основными электроэнергетическими агрегатами электрических станций — гидро- (ГГ) и турбогенераторами (ТГ)- сводится к управлению изменениями их состояния и обеспечению оптимальных режимов работы. Изменения состояния: нормальные или аварийные пуск и останов, включение на параллельную работу, перевод из генераторного в режим синхронного компенсатора (СК) и обратный перевод - производятся относительно редко и кратковременно автоматическими управляющими устройствами дискретного (релейного) действия.

Автоматическое управление существенно различно на гидро- (ГЭС) и тепловых (ТЭС) электростанциях и имеет особенности на гидроаккумулирующих (ГАЭС) и атомных (АЭС) электростанциях.

Слайд 18

Лекция 2

Оперативные состояния электрооборудования. Основные положения о переключениях

Производство переключений в электрических сетях — одна из важнейших задач ОДУ в энергосистемах. При неправильных действиях в процессе переключений может возникнуть опасность для здоровья и жизни людей, участвующих в переключениях, выполняющих ремонтные работы на отключенном оборудовании электроустановок, а также возможны аварии, связанные с повреждением оборудования, нарушением электроснабжения потребителей и т.п.

По сложности оперативные переключения делятся на три категории: сложные, несложные и простейшие.

К сложным относятся переключения, сопровождающиеся большим числом операций с разъединителями, выключателями, операциями в цепях релейной защиты, противоаварийной системной автоматики, например перевод присоединений с одной системы шин на другую, вывод системы (секции) шин в ремонт, замена выключателя присоединения шиносоединительным или обходным, отключение и включение трехобмоточного трансформатора на подстанции с двумя и более трансформаторами, отключение и включение присоединений на подстанциях с двумя и полутора выключателями на цепь и др.

К несложным (простым) относятся переключения, связанные с отдельными присоединениями (трансформаторами, линиями и т.д.), с разборкой и сборкой схемы разъединителями.

**К простейшим относятся переключения в сетях напряжением 0,38 кВ**, отключение и включение одиночного выключателя без разборки и сборки схемы распределительного устройства разъединителями, отключение отпаечных разъединителей линий электропередачи, разрядников, трансформаторов, дугогасящих катушек при отсутствии замыкания на землю, отключение и включение одиночных присоединений подстанций с комплектными распределительными устройствами внутренней (КРУ) и наружной (КРУН) установки, если они оборудованы механической блокировкой.

По производственной необходимости оперативные переключения делятся на плановые, внеплановые и аварийные.

Плановые переключения выполняются по разрешенным диспетчером заявкам на вывод (ввод) оборудования и по режимным соображениям. О плановых переключениях оперативному персоналу известно заранее.

К внеплановым относятся все текущие переключения, не предусмотренные заранее разрешенной диспетчерской заявкой. Необходимость внеплановых переключений может быть вызвана целесообразностью изменения схемы электрической сети для повышения надежности и экономичности работы энергосистемы из-за непредвиденного изменения состава работающего оборудования на электрических станциях и в электрических сетях, незапланированного снижения нагрузки электрических станций, снижения напряжения в узлах нагрузки, задержки оборудования энергосистемы в ремонте и т.п.

К аварийным относятся переключения, связанные с ликвидацией и локализацией аварий: отключение поврежденного оборудования электрической сети, подача резервного питания, снятие напряжения с объекта при возникновении опасности для жизни людей, животных, угрозы возникновения пожара. К аварийным могут относиться переключения на нормально функционирующем объекте, если они срочно необходимы для предупреждения возникновения или развития аварии на других объектах.

При выполнении оперативных переключений оперативный персонал энергосистемы обязан строжайше соблюдать ПТЭ, ПТБ, действующие инструкции и т.д.

На ПС электрическое оборудование (шины, коммутационные аппараты, трансформаторы и пр.) может находиться в одном из следующих состояниях:

* в работе;
* в ремонте;
* в резерве;
* в автоматическом резерве;
* под напряжением.

Оперативное состояние электрооборудования (далее - ЭО) определяется положением коммутационных аппаратов, предназначенных для его отключения и включения.

В работе ЭО считается в том случае, когда в его цепи коммутационные аппараты включены и получена замкнутая электрическая цепь, соединяющая источник питания с приёмником электрической энергии.

При этом, вентильные разрядники, трансформаторы напряжения и конденсаторы связи, не имеющие в цепи разъединителей, подключённые к источнику питания и находящиеся под напряжением, также считаются находящимися в работе.

В ремонте. В случае, если в цепи ЭО отключены коммутационные аппараты или же с него сняты шины и оно подготовлено по действующему стандарту безопасности (ПТЭЭП) для производства работ, то данное оборудование считается находящимся в ремонте.

В резерве оборудование считается в тех случаях, когда оно отключено коммутационными аппаратами, но при этом остаётся возможность немедленного включения его в работу при помощи этих же коммутационных аппаратов.

**В автоматическом резерве** электрооборудование может находиться, если его отключили только отделителями, выключателями, оборудованными автоматическим приводом на включение, который позволяет ввести в работу ЭО действием устройств РЗА.

**Под напряжением** принято считать ЭО, подключенное коммутационными аппаратами к источнику напряжения, однако не находящееся в работе; например, силовой трансформатор, находящийся на холостом ходу или ВЛ, включённая со стороны питающей ПС.

Каждое устройство РЗА может быть:

* введённым в работу;
* выведенным из работы;
* отключённым для проведения технического обслуживания.

Все устройства РЗА считаются введёнными в работу, если выходные цепи данных устройств с помощью накладок подключены к электромагнитам управления, которые включают и отключают коммутационные аппараты.

Устройства РЗА являются выведенными из работы, если выходные цепи устройств отключены накладками от электромагнитов управления аппаратов.

Устройство РЗА считается отключённым для выполнения технического обслуживания, если оно не может быть введено в работу из-за какой-либо неисправности или же необходимости выполнения профилактических работ.

Для перевода ЭО из одного оперативного состояния в другое необходимо выполнить ряд оперативных переключений, которые также выполняются и при различных изменениях режимов работы оборудования, а также при ликвидации аварий.

При этом, перевод ЭО из одного оперативного состояния в другое во время аварии осуществляется автоматически — за счёт действия устройств РЗА и автоматических выключателей.

Стоит отметить, что за изменения оперативного состояния ЭО на подстанциях отвечает диспетчер, в оперативном управлении которого находятся ЭО, устройства РЗА и различные автоматические устройства.

В неотложных случаях, при реальной опасности для людей, когда промедление, связанное со снятием напряжения с ЭО, может привести к тяжёлым последствиям, можно выполнять отключения оборудования самостоятельно, без получения разрешения вышестоящего диспетчера.

Однако, после ликвидации аварии следует при первой же возможности его уведомить. Подобные действия допускаются действующими правилами и при угрозе сохранности оборудования, что может происходить во время пожара.

Основные положения о переключениях

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПРАВИЛА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

СТО 59012820.29.020.005-2011 Регистрационный номер (обозначение) 25.10.2011 \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

2.3.1. Все переключения на электростанциях и подстанциях выполняются в соответствии с инструкциями энергопредприятий.

2.3.2. Переключения в электроустановке разрешается выполнять оперативному персоналу, знающему ее схему, расположение оборудования и устройств РЗА, обученному правилам выполнения операций с коммутационными аппаратами и ясно представляющему последовательность переключений, прошедшему проверку знаний правил технической эксплуатации, правил безопасности и производственных инструкций. Допуск к оперативной работе разрешается после дублирования на рабочем месте.

Не допускается выполнение переключений (даже отдельных операций) лицами, не имеющими на это права.

Список лиц, допущенных к проведению переключений (с указанием, на каких электроустановках), а также список лиц административно-технического персонала, контролирующих выполнение переключений, утверждается руководителем предприятия (организации).

2.3.3. Дежурный получает и оформляет распоряжение о переключении в следующем порядке:

а) получив распоряжение о переключении, записывает его на "черновик", повторяет по записи и получает подтверждение диспетчера о том, что распоряжение понято правильно;

б) записывает задание в оперативный журнал;

в) проверяет по оперативной схеме (схеме-макету) последовательность выполнения операций и при необходимости составляет бланк переключений или готовит к использованию типовой бланк переключений.

При наличии звукозаписи переговоров запись задания в оперативном журнале производится в общем виде без перечисления операций. Пленка со звукозаписью переговоров хранится в течение десяти суток со дня последней записи, если не поступит запрос на продление срока хранения.

Цель полученного распоряжения и последовательность предстоящих операций разъясняется второму лицу, если оно будет привлечено к участию в переключениях.

2.3.4. Переключения в электроустановках, за исключением сложных, могут проводиться единолично - при одном дежурном в смене - или двумя лицами - при двух дежурных в смене или в составе ОВБ.

Сложные переключения выполняются двумя лицами, из которых одно является контролирующим.

Все остальные переключения при наличии работоспособного блокировочного устройства могут быть выполнены единолично независимо от состава смены.

При выполнении переключений двумя лицами контролирующим, как правило, является старший по должности, который кроме функций пооперационного контроля осуществляет контроль за переключениями в целом.

В отдельных случаях непосредственное выполнение операций в соответствии с инструкцией энергопредприятия может быть возложено и на старшего по должности.

При наличии в смене одного лица из числа оперативно-диспетчерского персонала контролирующим лицом может быть лицо из административно-технического персонала, допущенное к выполнению переключений.

Перед началом переключений он знакомится с оперативной схемой и делает запись в оперативном журнале.

При участии в переключениях более двух лиц, включая уполномоченное лицо из персонала службы РЗА, контроль за правильностью переключений возлагается на всех лиц, участвующих в переключениях.

Во время переключений не допускается изменение установленного инструкцией энергопредприятия распределения обязанностей между участниками переключений.

Не допускается приступать к выполнению операций единолично, если в переключениях участвуют два человека.

2.3.5. Переключения по бланкам переключений выполняются в следующем порядке:

а) на месте переключений персонал внимательно проверяет по надписи наименование присоединения и название аппарата, на котором предстоит проведение операции, и соответствие их указанным в бланке переключений.

Не допускается переключение по памяти без прочтения надписи на аппарате;

б) убедившись в правильности выбранного присоединения и аппарата, контролирующее лицо зачитывает по бланку переключений содержание операции или проверочного действия, подлежащего выполнению;

в) лицо, выполняющее операцию, повторяет ее содержание и, получив разрешение контролирующего лица, выполняет операцию.

В случае чрезмерной плотности расположения аппаратов управления на пультах и панелях рекомендуется следующий порядок выполнения операции:

лицо, выполняющее операцию, берется за ключ управления (накладку, испытательный блок и др.) и повторяет содержание данной операции;

контролирующее лицо убеждается в том, что ключ управления (накладка и др.) выбран правильно и понято содержание проводимой операции, после чего дает разрешение на ее выполнение;

лицо, производящее переключение, выполняет операцию.

При выполнении переключений одним дежурным зачитывается по бланку переключений содержание предстоящей операции, и затем она выполняется;

г) сразу после выполнения отдельных операций или проверочных действий в бланке переключений делаются отметки об их выполнении, чтобы исключить возможность пропуска какой-либо операции;

д) перед началом и по окончании операций по переключениям в бланке переключений указывается дата и время начала и окончания операций.

Использованный бланк перечеркивается и кладется в папку использованных бланков переключений.

Не допускается изменять установленную в бланке последовательность переключений.

При возникновении сомнений в правильности проводимых операций переключения прекращаются, последовательность операций проверяется по оперативной схеме или схеме-макету; в случае необходимости получается соответствующее разъяснение оперативного руководителя, отдавшего распоряжение о переключении.

Во время переключений не допускаются разговоры, не имеющие прямого отношения к исполняемому заданию; нежелательны и перерывы в переключениях, если нет необходимости. Не допускается во время переключений отвлекать оперативный персонал на другие вопросы или работы, не входящие в объем выполняемых операций. Если во время переключений произошел вынужденный перерыв (например, в связи с ликвидацией технологических нарушений), то к прерванным переключениям приступают только после проверки соответствия бланка переключений новому состоянию схемы. При этом проверяется выполнение последней отмеченной в бланке переключений выполненной операции. При выявлении несоответствия схемы составляется новый бланк переключений.

2.3.7. По окончании переключений в оперативном журнале делается запись о всех операциях с коммутационными аппаратами, изменениях в цепях РЗА, о включении (отключении) заземляющих ножей, наложении (снятии) переносных заземлений с указанием их номеров и мест нахождения. Порядок учета, наложения и снятия заземлений указан в [Прил. 1.](https://sudact.ru/law/prikaz-minenergo-rf-ot-30062003-n-266/instruktsiia-po-perekliucheniiam-v-elektroustanovkakh/prilozhenie-1/)

При проведении операций по бланку переключений в оперативном журнале указывается номер бланка переключений, по которому проводились операции, с указанием установленных (снятых) заземлений и делается запись об изменении первичной схемы электроустановки.

В бланках переключений и записях в оперативном журнале допускается употребление сокращенных наименований оборудования в соответствии с инструкцией энергопредприятия.

Все изменения в схемах электрических соединений электроустановок и в цепях устройств РЗА, выполненные при производстве переключений, а также места установки заземлений отражаются на оперативной схеме или мнемосхеме (схеме-макете) по окончании переключений. Порядок ведения оперативной схемы и схемы-макета электрических соединений электростанций и подстанций указан в [Прил. 2.](https://sudact.ru/law/prikaz-minenergo-rf-ot-30062003-n-266/instruktsiia-po-perekliucheniiam-v-elektroustanovkakh/prilozhenie-2/)

Об окончании переключений сообщается диспетчеру, отдавшему распоряжение о переключении.

В инструкции энергопредприятия указывается порядок переключений, исключающий появление резонанса в РУ 110 - 500 кВ и высоких уровней высокочастотных коммутационных перенапряжений.

Не допускается отключение трансформаторов напряжения серии НКФ разъединителями после возникновения феррорезонансного процесса независимо от типа привода (ручной или с дистанционным управлением).

Не допускается производство плановых переключений разъединителями трансформаторов напряжения 110 кВ и выше, находящихся под напряжением, при наличии подключенных к шинам или другим присоединениям данного распределительного устройства вентильных разрядников типа РВМГ, а также типа РВС, имеющих значительные отклонения характеристик от нормативных.

2.3.9. Плановые переключения рекомендуется производить в часы наименьших нагрузок.

Время начала плановых переключений в каждом конкретном случае определяется диспетчером, в оперативном управлении и оперативном ведении которого находится данное оборудование.

Не допускается производство плановых переключений в часы максимума нагрузок и во время грозы или урагана, а также начало переключений за полчаса до окончания смены оперативно-диспетчерского персонала.

Перед сложными переключениями, запланированными в ночное время, рекомендуется провести осмотр оборудования открытых распределительных устройств в дневное время (с записью в журнале).

Переключения могут производиться при освещенности на рабочих местах, достаточной для четкого определения положения коммутационных аппаратов и прочтения надписей на оборудовании и переключающих устройствах.

Организация переключений в электроустановках

Весь пункт:

4.1.1. Переключения в электроустановках осуществляются в соответствии с инструкциями по производству переключений.

Указанные инструкции разрабатываются для каждого ДЦ, ЦУС, а также

объекта электроэнергетики и должны учитывать особенности нормальных и ремонтных схем электрических соединений электроустановок, конструкцию и состав оборудования, особенности исполнения устройств РЗА, распределение ЛЭП, оборудования и устройств РЗА по способу оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

4.1.2 Персонал, осуществляющий переключения в электроустановках:

* отдающий команду, разрешение на производство переключений;

работники из числа диспетчерского персонала ДЦ, оперативного персонала ЦУС, НСО, знающие схему электрических соединений, режим работы оборудования, инструкцию по управлению режимами работы, назначение и принцип действия всех устройств РЗА, находящихся в управлении,

* выполняющий переключения

из числа оперативного и оперативно-ремонтного персонала, знающие: все выше сказанное плюс: источники и схемы питания устройств РЗА оперативным постоянным и переменным током, выходные воздействия устройств РЗА; расположение всех шкафов и панелей устройств РЗА; расположение и назначение коммутационных аппаратов в РУ; расположение и назначение всех переключающих устройств и устройств сигнализации РЗА

* контролирующий переключения. - административно-технический или оперативный персонал субъекта электроэнергетики, знающий схему электрических соединений соответствующего объекта электроэнергетики, расположение его оборудования и устройств РЗА имеющий соотв допуски

билет №12

4.3. Команды и разрешения на производство переключений

При выполнении переключения помимо прочего необходимо:

* информацию о состоянии схем объектов переключений и проверить возможность выполнения переключений в сложившейся на данный момент схеме;
* наличие программы (типовой программы) переключений;
* погодные условия

Диспетчерский персонал выдает команду (разрешение) на производство переключений непосредственно оперативному персоналу подстанции, начальнику смены электростанции или НСО потребителя.

В команде на производство переключений указывается последовательность выполнения операций в схеме электроустановок и устройствах РЗА (с использованием диспетчерских наименований ЛЭП, оборудования, устройств РЗА) с необходимой степенью детализации.

Команда (разрешение) на производство переключений должна фиксироваться диспетчерским и оперативным персоналом в оперативном журнале с указанием времени получения и времени выполнения

4.4. Программы и бланки переключений

Диспетчерский персонал, оперативный персонал ЦУС выполняет переключения в электроустановках по программам или типовым программам переключений.

Без программ (типовых программ) переключений и/или бланков (типовых бланков) переключений допускается производить единичные операции и переключения с целью ликвидации нарушений нормального режима.

Программа (типовая программа) переключений должна

содержать:

1) номер программы (типовой программы) переключений;

2) цель переключений;

3) наименование объекта переключений;

4) условия применения программы (типовой программы) переключений

5) мероприятия по подготовке к выполнению переключений

(организационные и режимные);

6) последовательность выполнения операций;

7) мероприятия по контролю соответствия фактического

электроэнергетического режима в созданной схеме инструктивным указаниям;

8) сообщения диспетчерскому и оперативному персоналу об окончании

переключений;

9) мероприятия по обеспечению безопасности проведения работ (в том

числе операции по вывешиванию на приводах разъединителей, со стороны

которых может быть подано напряжение на ЛЭП, запрещающего плаката «Не

включать! Работа на линии»);

10) список персонала, участвующего в переключениях;

11) схему электрических соединений объекта (объектов)

электроэнергетики в части оборудования, задействованного (влияющего) в

переключениях;

12) схему организации ремонтных работ (только для программ (типовых

программ) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу ЛЭП).

В разделе «Последовательность выполнения операций» программы (типовой программы) переключений указываются в необходимой последовательности основные и проверочные операции.

К основным относятся операции с:

* коммутационными аппаратами;
* заземляющими разъединителями;
* устройствами РЗА;
* обобщенными телесигналами состояния ЛЭП;
* оперативным током приводов выключателей;
* запрещающими плакатами «Не включать! Работа на линии».

К проверочным относятся операции по:

* проверке положения устройств РЗА;
* проверке отсутствия напряжения на токоведущих частях,
* подлежащих заземлению, перед включением заземляющих разъединителей;
* проверке отключенного положения заземляющих разъединителей
* перед включением разъединителей (при наличии нескольких заземляющих
* разъединителей в одной электрической точке и включенном положении одного
* из них) и др.

**Порядок переключений**

Общий порядок переключений на объектах электроэнергетики

Перед вводом в работу ЛЭП, оборудования и устройств РЗА после ремонта оперативный персонал должен:

* получить в установленном порядке уведомление об окончании работ и возможности ввода ЛЭП, оборудования и устройств РЗА в работу;
* осмотреть место работ в РУ;
* проверить, в каком положении находятся (оставлены ремонтным персоналом) коммутационные аппараты и переключающие устройства, заземляющие разъединители, переносные заземления;
* убедиться в отсутствии людей и механизмов, а также посторонних предметов на оборудовании и устройствах РЗА.

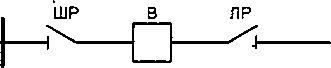
Диспетчерский персонал перед операциями по вводу в работу ЛЭП, оборудования и устройств РЗА после ремонта должен получить в установленном порядке сообщение об окончании работ и возможности ввода ЛЭП, оборудования и устройств РЗА в работу.

**Последовательность производства часто встречающихся переключений**

***Включение и отключение воздушных и кабельных линий электропередачи.***

При включении линии необходимо соблюдать следующий порядок выполнения операций с коммутационными аппаратами:

1. осмотреть присоединение и проверить отключенное положение выключателя;
2. включить шинные разъединители ШР и проверить их включенное положение;
3. включить линейные разъединители ЛР и проверить их включенное положение;
4. включить оперативный ток линейного выключателя В (если он был снят);
5. включить выключатель В и проверить по приборам наличие нагрузки или напряжения на присоединении.



При включении линии операции с разъединителями надо выполнять, начиная с шинного. При этом, даже если выключатель из-за ошибки будет включен, электрическая цепь «шины — линия» останется разомкнутой, поскольку линейный разъединитель отключен. Если включить шинный разъединитель при ошибочно включенном выключателе линии и предварительно включенном линейном разъединителе, то может произойти тяжелая авария на шинах распределительного устройства с погашением шин.

***Отключение линии надо выполнять в следующем порядке:***

1. отключить линейный выключатель и проверить его отключенное положение;
2. снять оперативный ток с привода выключателя (по необходимости);
3. отключить линейные разъединители и проверить их отключенное положение;
4. отключить шинные разъединители и проверить их отключенное положение.

При отключении линии операции с разъединителями надо выполнять, начиная с линейного. В этом случае, если выключатель линии оказался включенным, возникшая дуга короткого замыкания погасится автоматическим отключением выключателя. Отключение первым шинного разъединителя при включенных выключателе и линейном разъединителе может привести к тяжелой аварии на шинах распределительного устройства с погашением потребителей.

При отключении тупиковых линий электропередачи первым отключается выключатель со стороны нагрузки, вторым - выключатель со стороны питания линии. Включение линии осуществляется в обратном порядке.

Порядок выполнения операций по включению и отключению транзитных линий электропередачи зависит от ее оперативной подведомственности диспетчерским службам подразделений энергосистемы и регламентируется инструкцией для диспетчера.

***Операции с основными коммутационными аппаратами***

**Выключатели**

Важнейшими коммутационными аппаратами в электроустановках являются **выключатели**. Они служат для включения и отключения участков электрических цепей, находящихся под нагрузкой, а также для их автоматического отключения по команде релейной защиты при повреждениях.

Отключение и включение всех присоединений (линий, трансформаторов, генераторов и т.д.), имеющих в своей электрической цепи выключатель, осуществляется выключателем. Управление работой выключателя (отключить, включить) производится, как правило, дистанционно. Для включения или отключения выключателя надо нажать на щите управления, мнемосхеме соответствующую кнопку («Включить» или «Отключить») до момента срабатывания сигнализации (загорание сигнальной лампы, окончание мигания сигнальной лампы в ключе управления).

Отключение воздушного выключателя кнопкой местного пневматического управления допускается только при ликвидации аварии и возникновении опасности для жизни людей, если дистанционное управление не сработало.

Если произошел отказ в работе дистанционного управления, то во всех случаях запрещается включать воздушный выключатель кнопкой местного управления в агрегатном шкафу.

Включение и отключение воздушного выключателя при его опробовании должно выполняться дистанционно. При этом запрещается находиться ближе 100 м от выключателя.

В момент включения выключателя необходимо следить за показаниями измерительных приборов. При резком броске тока и одновременном снижении напряжения (указание на наличие в цепи короткого замыкания) следует немедленно отключить выключатель, не дожидаясь действия релейной защиты, поскольку при неисправности релейной защиты по цепи будет проходить ток короткого замыкания. После отключения выключателя обязательна проверка его отключенного положения, если предстоят операции с разъединителями или отделителями.

Положение выключателя на месте его установки осуществляется пофазно:

* по механическому указателю на выключателе;
* положению рабочих контактов у выключателей с видимым разрывом цепей тока;
* показанию воздушного манометра воздушных выключателей.
* Проверка положения выключателя по сигнальным лампам и измерительным приборам допускается только в следующих случаях:
* после отключения выключателя присоединения, если не производятся операции с разъединителями или эти операции выполняются дистанционно;
* при включении присоединений под нагрузку (линий, трансформаторов, генераторов и т.д.);
* при подаче и снятии напряжения с шин.
* Оперативный ток с отключенного выключателя снимается:
* при выводе выключателя в ремонт или выполнении ра¬бот во вторичных цепях управления и защиты;
* при переводе присоединений с одной системы шин на другую с шиносоединительного выключателя;
* перед операциями с разъединителями, если управление выключателем находится не на щите управления электрической станцией или подстанцией, а на рабочем месте неэлектротехнического персонала (например, в случае управления выключателями электродвигателей собственных нужд электростанций).
* В цепях привода выключателей оперативный ток снимается автоматическими выключателями и предохранителями.

**Разъединители**

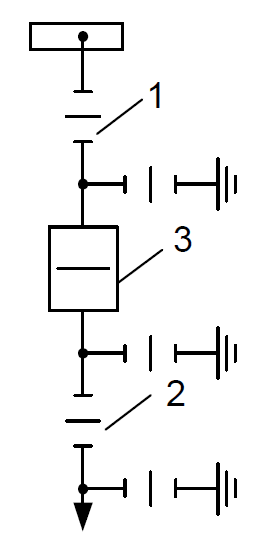
**Разъединители** — коммутационные аппараты, служащие для создания видимого разрыва между ремонтируемым оборудованием, не находящимся под напряжением, и оборудованием, находящимся под напряжением. Разъединители не имеют дугогасящих камер, как выключатели, поэтому коммутационные операции с ними осуществляются в обесточенных цепях (после действия выключателя) или при прохождении только небольших токов.

Типовые последовательности операций по переключениям:

1. Последовательность операций с коммутационными аппаратами присоединений линий, трансформаторов, синхронных компенсаторов и генераторов.

Последовательность типовых операций с коммутационными

аппаратами при выводе в резерв и вводе в работу выключателя (рис. 1):

Вывод в резерв:

а) отключить выключатель;

б) проверить отключенное положение выключателя;

в) отключить линейный разъединитель;

г) отключить шинный разъединитель.

Ввод в работу:

а) проверить отключенное положение выключателя;

б) включить шинный разъединитель;

в) включить линейный разъединитель;

г) включить выключатель.

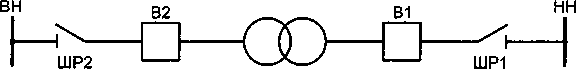
Схема присоединения линии 10 кВ:

1 – шинный разъединитель;

2 – линейный разъединитель;

3 – выключатель.

Последовательность операций с коммутационными аппаратами при Включении и отключении двухобмоточных трансформаторов



Трансформаторы включаются со стороны питания, а отключаются со стороны нагрузки

Включение двухобмоточного трансформа­тора осуществляется в следующем порядке:

1. шинные разъединители ШР2 со стороны высшего напряжения;
2. шинные разъединители ШР1 со стороны низшего напряжения;
3. выключатель В2 высшего напряжения (ВН);
4. выключатель Bl низшего напряжения (НН).

Отключение двухобмоточного трансформатора производится в следующем порядке:

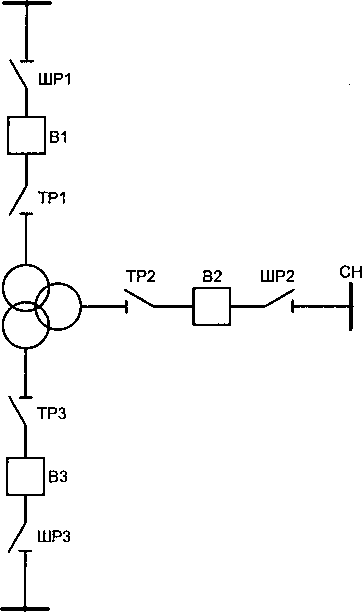
1. выключатель В1 со стороны низшего напряжения (со стороны питания);
2. выключатель В2 (рис. выше) со стороны высшего напряжения (со стороны нагрузки);

2) шинный разъединитель ШР1;

3) шинный разъединитель ШР2.

Включение и отключение трехобмоточных трансформа­торов (*предложить сделать студентам).*

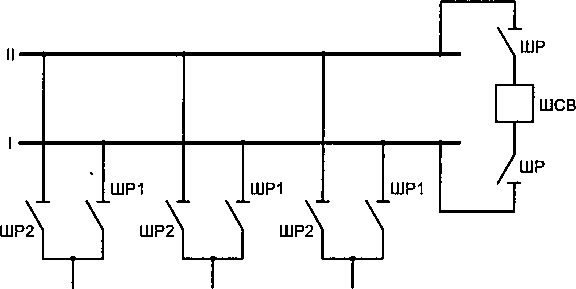
Включение выполняется в следующем порядке*:*

1.  шинные разъединители на соответствующую систему шин и трансформаторные разъединители со стороны высшего напряжения (ШР1 и ТР1 н);
2. шинные разъединители на соответствующую систему шин и трансформаторные разъединители со стороны среднего напряжения (ШР2 и ТР2);
3. шинные разъединители на соответствующую систему шин и трансформаторные разъединители со стороны низшего напряжения (ШРЗ и ТРЗ);
4. выключатель В1 на стороне высшего напряжения, вы­ключатель В2 на стороне среднего напряжения (СН)и выклю­чатель ВЗ на стороне низшего напряжения.

Отключение трехобмоточного трансформатора произво­дится в следующем порядке:

1. поочередно выключатели ВЗ, В2 и В1;
2. трансформаторные и шинные разъединители со стороны низшего напряжения (ТРЗ и ШРЗ);
3. трансформаторные и шинные разъединители со стороны среднего напряжения (ТР2 и ШР2);
4. трансформаторные и шинные разъединители со стороны высшего напряжения (ТР1 и ШР1).

Перевод всех присоединений с одной системы шин на другую при наличии шиносоединительного выключателя (ШСВ) и отсутствии напряжения на резервной системе шин



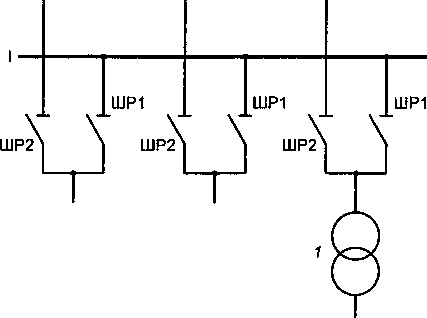
Предположим, что все присоединения подклю­чены к системе шин I (рис. выше) с помощью шинных разъедини­телей ШР1.

В свою очередь система шин II отключена (без напряжения), ши­носоединительный выключатель ШСВ отключен, шинные разъединители ШР2 присоединений отключены.

Перевод присоединений с системы шин I на систему шин II выполняется в следующем порядке:

1. включается на ШСВ защита с мгновенным действием на отключение, т.е. отключается ШСВ под действием РЗА;
2. проверяется готовность системы шин II к подаче напряжения (положение заземляющих ножей, отсутствие переносных заземлений, отключенное положение шинных разъединителей присоединений, отсутствие механических повреждений);
3. включаются ШР шиносоединительного выключателя (если они были отключены);
4. включается шиносоединительный выключатель (напря­жение подается на систему шин II);
5. отключается защита ШСВ;
6. включаются ШР2 присоединений на систему шин II;
7. отключаются ШР1 присоединений;
8. отключается шиносоединительный выключатель.

Перевод всех присоединений с одной системы шин на другую (резервную) при отсутствии шиносоединительного выключателя.

Предположим, что все присоединения подклю­чены к системе шин 1(рис. слева) с помощью шинных разъедини­телей ШР1, система шин II отключена (без напряжения), шинные разъединители ШР2 присоединений отключены.

Перевод присоединений с системы шин I на систему шин II производится следующим образом:

1. после тщательного осмотра и проверки мегомметром изоляции системы шин II включением шинного разъединителя ШР2 наиболее мощного присоединения, например питающего трансформатора (присоединение ***I*** на рис. Выше слева), подается на­пряжение на систему шин II; все другие присоединения пере­водятся на систему шин последовательным включением разъ­единителей ШР2 и отключением разъединителей ШР1;
2. последним (после перевода всех присоединений на сис¬тему шин II) отключается ШР1 наиболее мощного присоединения, ШР2 которого первым был подключен к системе шин I.

Таким способом допускается перевод только всех присоединений с одной системы шин на другую.

Переключения по переводу присоединений с одной системы шин на другую состоят из большого количества операций и требуют особого внимания дежурного персонала во избежание ошибочного включения разъединителей присоединений, находящихся в ремонте или резерве. Следует выполнить все операции по обеспечению действия релейной защиты. Если напряжение на разных системах шин несинхронно (отличается по величине и фазе) и отсутствует шиносоединительный выключатель, с помощью которого можно произвести синхронизацию, то перевод присоединений без их отключения запрещается

**Лекция 3**

**Действия с оперативной блокировкой при производстве оперативных переключений**

Оперативные блокировки представляют собой устрой­ства, препятствующие неправильным действиям персонала при производстве оперативных переключений в электроуста­новках. Оперативными блокировками оснащаются коммута­ционные аппараты и заземляющие ножи стационарных защит­ных заземлений.

Блокировка разъединителей и выключателей предотвращает включение и отключение разъединителей при включенном выключателе, когда через разъединители проходят большие токи нагрузки или уравнительные токи.

Блокировка стационарных защитных заземлений не допускает включения заземляющих ножей на шины и участки присоединений, находящиеся под напряжением, включения разъединителей (возможности подачи напряжения) на шины и присоединения, заземленные с помощью заземляющих ножей, подачи напряжения выключателем на заземленные с помощью заземляющих ножей участки шин.

При выполнении оперативных переключений в электроустановке все блокировки должны быть исправны и находиться в работе, замки на блокировочных устройствах должны быть опломбированы, а контрольные отверстия на ключах —опломбированы.

Если при оперативных переключениях из-за действия блокировки не удается выполнить операцию, то путем проверки необходимо убедиться:

* в правильности выбранного присоединения;
* в том, что положение других коммутационных аппаратов, связанных с производимым переключением, должно разрешить переключение;
* в целости предохранителей или цепей блокировки, во включении автоматов питания цепей блокировки, исправности электромагнитного ключа блокировочного устройства;
* в исправности механической части привода коммутационного аппарата.

Если в результате проверки будет установлено, что имеются все условия для проведения переключения, а блокировка, несмотря на это, не позволяет выполнить переключение, необходимо сообщить об этом диспетчеру, отдавшему распоряжение о переключении, и руководству объекта, имеющему право давать разрешение на деблокирование.

Деблокирование является крайней мерой и допускается только с разрешения начальника электроцеха на электростанциях, начальника подстанции, службы подстанций, начальника или главного инженера РЭС, главного инженера предприятия электрических сетей и выполняется под их непосредственным руководством. Местному оперативному персоналу запрещается самостоятельно осуществлять принудительное деблокирование Лица, разрешающие производить деблокирование и руководящие им, устанавливаются письменным указанием по предприятию.

Если оперативное переключение выполнялось без бланка переключений и возникала необходимость проведения деблокирования, то составляется бланк переключений с внесением в него операций по деблокированию.

При ликвидации аварий разрешение на деблокирование может дать и вышестоящий оперативный дежурный.

О деблокировании и разрешении на продолжение оперативных переключений делается запись в оперативном журнале объекта, а о неисправности блокировки — в журнале дефектов оборудования.

***Особенности выполнения переключений на подстанциях нового поколения***

Отличительными свойствами подстанций, РУ подстанций/электростанций нового поколения являются:

* дистанционное управление всеми коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями первичной схемы электрических соединений с АРМ и терминалов6 каждого присоединения оперативного персонала подстанции (электростанции) с возможностью дистанционного управления с АРМ оперативного персонала ЦУС, диспетчерского персонала диспетчерских центров;
* наличие программной (логической) оперативной блокировки, реализуемой в АРМ и терминалах в составе АСУ ТП;
* применение только элегазовых, вакуумных выключателей или КРУЭ;
* наличие блокировки исключающей возможность одновременного управления оборудованием объекта электроэнергетики с АРМ оперативного персонала подстанции (РУ электростанций), АРМ оперативного персонала ЦУС, АРМ диспетчерского персонала ДЦ, с индивидуальных терминалов присоединения;
* применение микропроцессорных устройств РЗА.

Подстанции нового поколения или РУ подстанций/электростанций должны обладать всеми указанными выше свойствами.

**Общие требования к производству переключений на подстанциях нового поколения**

При выполнении переключений с использованием АРМ или терминалов нахождение персонала в соответствующем РУ запрещается.

Дистанционное управление выключателями, разъединителями и ЗН осуществляется с использованием АРМ. В ходе выполнения переключений с использованием АРМ общий контроль за состоянием коммутационных аппаратов осуществляется средствами технологического видеонаблюдения. Оперативные переключения с использованием АРМ и терминалов выполняются с применением индивидуальных паролей доступа.

При выполнении переключений с использованием АРМ или терминалов ряд операций выполняется следующим образом:

Проверка готовности оперативной блокировки проверяется по отсутствию сигнала «неисправная блокировка» в АРМ.

. Завершение выполнения каждой операции с выключателем, разъединителем, выкатной тележкой, ЗН проверяется по сигнализации АРМ.

Проверка положения выключателей (в том числе включенное положение ШСВ перед операциями перевода присоединений с одной системы шин на другую, отключенное положение выключателя перед операциями с его разъединителями, включенное положение выключателей, шунтирующих неисправный выключатель и т.д.) перед операциями с разъединителями, выкатной тележкой в его цепи проверяется по сигнализации АРМ.

Отключение оперативного тока привода выключателя при выполнении операций с разъединителями на присоединении, отключенном этим выключателем, не выполняется.

Отключение оперативного тока привода и защит ШСВ при переводе присоединений с одной системы шин на другую не выполняется.

Готовность ДЗШ перед выполнением операций с шинными разъединителями проверяется по отсутствию сигнала «неисправность ДЗШ» в АРМ.

Отключение устройств автоматики (АПВ шин, АПВ линий, АВР секционных, шиносоединительных и других выключателей) перед операциями с разъединителями не выполняется.

Включение ЗН в распределительных устройствах, построенных с применением КРУЭ, осуществляется после проверки отсутствия напряжения на заземляемом участке путем выверки схемы по АРМ, а также по сигнализации АРМ.

Включение ЗН в распределительных устройствах, построенных без применения КРУЭ, осуществляется после проверки отсутствия напряжения на токоведущих частях:

• в РУ 220 кВ и ниже - указателем напряжения (или изолирующей штангой в РУ 35-220 кВ);

• в РУ 330 кВ и выше, а также при тумане, дожде, снегопаде в РУ 220 кВ и ниже - выверкой схемы в натуре.

Допускается выполнение переключений на оборудовании подстанций с использованием автоматизированных бланков переключений (автоматический вывод в ремонт (ввод в работу) секций, систем шин, трансформаторов (автотрансформаторов) и т.п.). Последовательность операций и объем переключений, выполняемых с использованием автоматизированного бланка переключений, должен соответствовать последовательности операций и объему переключений, определенных типовым бланком переключений, утвержденным в установленном для типовых бланков переключений порядке.

При выполнении переключений по выводу в ремонт ЛЭП, оборудования с использованием АРМ плакаты безопасности (в том числе «Не включать! Работа на линии») вывешиваются в АРМ.

На ключи управления и ручные приводы коммутационных аппаратов и ЗН плакаты безопасности вывешиваются после окончания переключений при выполнении проверки положений разъединителей и ЗН непосредственно на месте их установки (до выдачи сообщений о произведенных мероприятиях по выводу ЛЭП в ремонт и до выдачи разрешения на подготовку рабочего места).

Плакаты безопасности (в том числе «Не включать! Работа на линии») снимаются в АРМ при выполнении переключений по вводу в работу ЛЭП, оборудования.

С ключей управления и ручных приводов коммутационных аппаратов и ЗН плакаты безопасности снимаются перед началом переключений.

Передача информации в диспетчерский центр, центр управления сетями о выполненных с использованием АРМ или терминалов операциях по отключению, заземлению ЛЭП, оборудования осуществляется после проверки положений разъединителей и ЗН непосредственно на месте их установки, в том числе по механическим указателям положения в КРУЭ.

.

**Особенности выполнения переключений на подстанциях нового поколения с постоянным дежурством оперативного персонала**

Особенности выполнения переключений на подстанциях нового поколения с постоянным дежурством оперативного персонала обусловлены тем, что переключения на таких подстанциях осуществляются оперативным персоналом подстанции дистанционно с использованием АРМ или терминалов.

В случае отказа АРМ дистанционное управление выключателями, разъединителями и ЗН осуществляется с использованием терминалов. Производство переключений с использованием терминалов по бланкам переключений, составленным для производства переключений с использованием АРМ, допускается только для предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

В случае отказа АРМ и терминалов допускается управление разъединителями и ЗН со шкафа управления по месту установки разъединителей и ЗН.

Такие переключения должны выполняться в соответствии с требованиями, предъявляемыми к переключениям на подстанциях, не относящихся к подстанциям нового поколения.

Отключение выключателя, находящегося под рабочим напряжением, по месту его установки допускается только для предотвращения угрозы жизни людей. При наличии рабочего напряжения на выключателе включение его по месту установки запрещается во всех случаях.

В распределительных устройствах, построенных без применения КРУЭ, ряд операций выполняется следующим образом:

Осмотр опорно-стержневой изоляции разъединителей присоединений, задействованных в предстоящих переключениях, выполняется оперативным персоналом непосредственно перед началом переключений.

Операции с разъединителями и ЗН с использованием рукоятки привода (в случае потери питания привода разъединителя, ЗН) допускаются только во время ликвидации технологических нарушений.

Проверка соответствия действительных положений выключателей, разъединителей и ЗН операциям, выполненным с ними с использованием АРМ, выполняется после окончания переключений непосредственно на месте установки коммутационных аппаратов.

В распределительных устройствах, построенных с применением КРУЭ, ряд операций выполняется следующим образом:

Осмотр оборудования непосредственно перед началом переключений не выполняется.

Взвод пружины привода разъединителя в случае потери питания привода разъединителя допускается только во время ликвидации технологических нарушений.

В случае, если конструкция КРУЭ предусматривает включение ЗН в сторону выключателя одновременно с отключением его разъединителя, проверка отсутствия напряжения на выключателе перед включением ЗН не выполняется.

**Требования к количеству лиц, участвующих в переключениях:**

Переключения с использованием АРМ и терминалов при исправной оперативной блокировке выполняются единолично.

В случаях, когда кроме операций с коммутационными аппаратами выполняются операции более чем с двумя устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики, переключения выполняются двумя лицами, одно из которых является контролирующим.

Перечни переключений, выполняемых двумя лицами, утверждаются главным инженером ПМЭС, сетевой организации с учетом местных условий.

**Особенности выполнения переключений на подстанциях нового поколения без постоянного обслуживающего персонала**

Особенности выполнения переключений на подстанциях нового поколения без постоянного обслуживающего персонала обусловлены тем, что переключения на таких подстанциях осуществляются оперативным персоналом ЦУС (ПМЭС, сетевой организации, ПО, РЭС), диспетчерским персоналом диспетчерских центров дистанционно с использованием АРМ без присутствия персонала непосредственно на подстанции.

Общий осмотр оборудования на месте непосредственно перед началом переключений выполняется посредством устройств видеонаблюдения.

Проверка соответствия действительных положений выключателей, разъединителей и ЗН операциям, выполненным с ними с использованием АРМ, а также осмотр опорно-стержневой изоляции разъединителей (в распределительных устройствах, построенных без применения КРУЭ) выполняется после окончания переключений непосредственно на месте установки коммутационных аппаратов оперативным персоналом до подготовки рабочего места.

**8. Переключения в распределительных электросетях**

8.1. Особенности выполнения переключений

8.1.1. Переключения в распределительных электросетях, не являющимися объектами диспетчеризации, выполняются по команде, подтверждению оперативного персонала, в технологическом управлении или ведении которого находится оборудование электросетей.

8.1.2. В распределительных электросетях напряжением до 1 кВ включительно переключения могут выполняться по команде административнотехнического персонала, выполняющего в этом случае функции оперативного персонала.

Право выполнять функции оперативного персонала предоставляется лицам из числа административно-технического персонала в соответствии с требованиями Стандарта.

Перечень электроустановок, для которых принят такой порядок выполнения переключений, утверждается техническим руководителем.

8.1.3. Команда (подтверждение) на производство переключений выдается, как правило, непосредственно перед началом переключений. При отсутствии прямой связи оперативного персонала с ОВБ или трудности ее установления допускается выдача команды (подтверждения) на производство переключений перед выездом ОВБ на переключения.

8.1.4. Оперативный персонал, отдавая команду (подтверждение) на производство переключений, предварительно проверяет по оперативной схеме допустимость переключений и устанавливает четкую последовательность выполнения операций персонала.

Персонал ОВБ и оперативно-ремонтный персонал к моменту получения команды (подтверждения) на производство переключений, должен иметь при себе оперативную схему участка сети с отмеченными фактическими положениями коммутационных аппаратов.

8.1.5. Команда (подтверждение) на производство переключений для вывода оборудования в ремонт выдается отдельно от разрешения на подготовку рабочего места и допуск к работе.

8.1.6. Предоставление персоналу ОВБ РЭС возможности выполнения переключений на подстанциях 35 - 110 кВ, оборудование которых находится в управлении оперативного персонала ПЭС, в каждом случае устанавливается распоряжением технического руководителя сетевого предприятия с указанием подстанций и вида оперативных переключений на них.

**Типовые последовательности переключений в РУ**

1. Последовательность операций в РУ с выкатными элементами

*Нарисовать выкатной выключатель*

Вывод в ремонт:

а) отключить выключатель;

б) проверить отключенное положение выключателя;

в) переместить тележку с выключателем в контрольное (ремонтное)

положение.

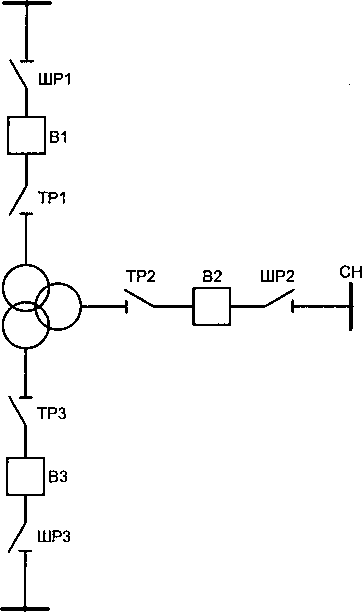
Ввод в работу:

а) проверить отключенное положение выключателя;

б) переместить тележку с выключателем из контрольного

(ремонтного) в рабочее положение;

в) включить выключатель.

1. Последовательность операций с коммутационными аппаратами при выводе в резерв (ремонт) и вводе в работу АТ (Т).

**Вывод в резерв (ремонт):**

1) отключить выключатели со стороны низшего, среднего и высшего

напряжений трансформатора;

2) отключить трансформаторные разъединители со стороны низшего,

среднего и высшего напряжений трансформатора.

**Ввод в работу:**

1) включить трансформаторные разъединители со стороны высшего,

среднего и низшего напряжений;

2) включить выключатели со стороны высшего, среднего и низшего

напряжений трансформатора.

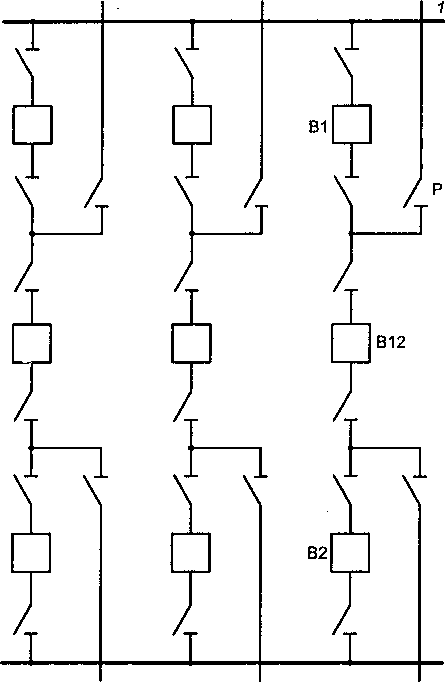
Для автотрансформаторов, имеющих недостаточную динамическую

стойкость при КЗ на стороне высшего напряжения, рекомендуется следующая последовательность включения их выключателей: включить выключатели среднего, низшего, а затем высшего напряжений.

1. **Полуторная схема распределительного устройства**

При отключении присоединений на подстанциях с полутор­ной схемой присоединений (рис.) рекомендуется первым отключать общий выключатель перемычки В12, а затем выключатель подключения присоединения к шинам, например В1, если отключается присоединение.

При включении присоединения следует поступать наоборот: первым включать выключатель В1, а вторым — выключатель В12. При переключениях надо следить за тем, чтобы между системами шин оставалось в работе не менее двух перемычек.

Указанный порядок отключения и включения выключателей повышает надежность переключений. Так, если первым будет отключаться выключатель В1, а не В12, и он окажется неисправным, может возникнуть короткое замыкание на шинах распределительного устройства, которое приведет к отключению ряда присоединений. Если короткое замыкание возникнет при отключении первым выключателя В12, то ток короткого замыкания отключается выключателями В1 и В2 и обе системы шин останутся в работе.

При выполнении переключений в схемах распределительных устройств «четырехугольник», «треугольник» и «полуторных» после отключения разъединителя

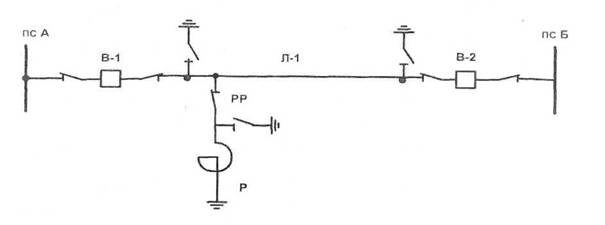
присоединения (для полуторной схемы — Р) выключатели вновь включаются в работу. Этим повышается надежность работы распределительного устройства.

Следует отметить, что для повышения надежности работы и сокращения количества операций при производстве переключений на всех подстанциях, имеющих обходной и шиносоединительный выключатели, обходной выключатель с введенной защитой одного из присоединений, находясь в резерве, должен быть включен на обходную систему шин и одну рабочую.

1. **Последовательность операций и действий персонала с коммутационными аппаратами при выводе в ремонт и вводе в работу шунтирующего реактора (без собственного выключателя) линии Л-1**

*Управляемый шунтирующий реактор — устройство управляемой компенсации реактивной мощности в магистральных электрических сетях. Управляемый шунтирующий реактор относится к поперечным устройствам компенсации реактивной мощности, которые параллельно подключаются в электрическую систему в целях изменения реактивных параметров линий электропередачи (ЛЭП) переменного тока и реактивной мощности, потребляемой в системе***.**

*Наличие в схемах управляемых шунтирующих реакторов (УШР) позволяет значительно увеличить эффективность использования линий для передачи электроэнергии. Установка УШР на электрических линиях с большими зарядовыми мощностями даёт возможность управления режимами работы электросетей, приводя к заметному снижению величины потерь и повышая их пропускную способность.*



Линия Л-1 с шунтирующим реактором без собственного выключателя

**Включение:**

1) подготовить режим работы сети (перетоков мощности) для отключения Л-1;

2) на ПС А и Б вывести пусковые органы ПА по факту отключения Л-1;

3) на подстанции А отключить заземляющие ножи на разъединителе РР со стороны реактора Р, проверить их отключенное положение;

4) ввести в работу УРЗА и охлаждение реактора Р по местной программе;

5) на подстанции А отключить выключатель В-1 линии Л-1, убедиться в отсутствии тока нагрузки в линии;

6) на подстанции Б отключить выключатель В-2 линии Л-1, убедиться в отсутствии тока нагрузки в линии;

7) на подстанции А на месте проверить отключенное положение выключателя В-1, включить разъединитель РР реактора Р, проверить его включенное положение;

8) на подстанции Б включить выключатель В-2 линии Л-1;

9) на подстанции А с контролем синхронизма включить выключатель В-1 линии Л-1;

10) на ПС А и Б ввести пусковые органы ПА по факту отключения Л-1.

Отключение:

1) подготовить режим работы сети (перетоков мощности) для отключения Л-1;

2) на ПС А и Б вывести пусковые органы ПА по факту отключения Л-1;

3) на подстанции А отключить выключатель В-1 линии Л-1, убедиться в отсутствии тока нагрузки в линии;

4) на подстанции Б отключить выключатель В-2 линии Л-1, убедиться в отсутствии тока нагрузки в линии;

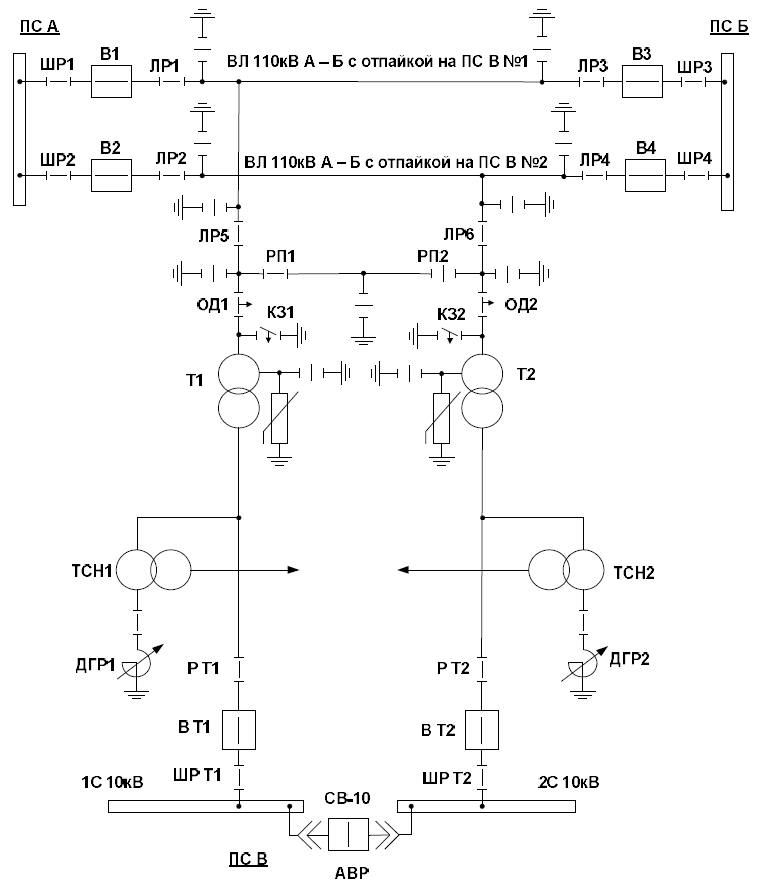
5) на подстанции А на месте проверить отключенное положение выключателя В-1, отключить разъединитель РР реактора Р, проверить его отключенное положение;

6) на подстанции Б включить выключатель В-2 линии Л-1;

7) на подстанции А с контролем синхронизма включить выключатель В-1 линии Л-1;

1. **Последовательность операций при выводе в резерв и вводе в**

**работу трансформатора Т1 на отпаечной двухтрансформаторной подстанции, выполненной по упрощенной схеме и подключенной к двум транзитным линиям электропередачи.**

**Участок сети 110–220 кВ с отпаечной двухтрансформаторной подстанцией, выполненной по**

**упрощенной схеме, питающейся от двух транзитных линий электропередачи**

***Вывод в резерв трансформатора Т1:***

**На подстанции В:**

1) перевести питание нагрузки собственных нужд с трансформатора ТСН1 на трансформатор ТСН2;

2) отключить разъединитель дугогасящего реактора ДГР2, настроить ДГР2 на компенсацию емкостного тока присоединений 1-й и 2-й секции, включить разъединитель дугогасящего реактора ДГР2;

3) отключить разъединитель дугогасящего реактора ДГР1;

4) переключить автоматику РПН трансформаторов Т1 и Т2 с автоматического на дистанционное управление;

5) дистанционно перевести РПН трансформатора Т1 в положение, соответствующее коэффициенту трансформации Т2;

6) вывести АВР СВ-10;

7) включить выключатель СВ-10;

8) отключить выключатель В Т1

9) снять оперативный ток с привода выключателя В Т1;

10) переключить автоматику РПН оставшегося в работе трансформатора Т2 с дистанционного на автоматическое управление;

11) проверить отсутствие напряжения в нейтрали трансформатора Т1;

12) включить заземляющий разъединитель в нейтрали трансформатора Т1;

**На подстанции А:**

13) отключить выключатель В1 (разорвать транзит по ВЛ 110 кВ А - Б с отпайкой на ПС В №1);

**На подстанции Б:**

14) отключить выключатель В3 (снять напряжение с ВЛ 110 кВ А - Б с отпайкой на ПС В №1);

**На подстанции В:**

15) отключить отделитель ОД1;

**На подстанции Б:**

16) включить выключатель В3 (подать напряжение на ВЛ 110 кВ А - Б с отпайкой на ПС В №1);

**На подстанции А:**

17) включить выключатель В1 (замкнуть в транзит ВЛ 110 кВ А - Б с отпайкой на ПС В №1);

**На подстанции В:**

18) проверить отключенное положение выключателя В Т1;

19) отключить разъединитель Р Т1.

***Ввод в работу трансформатора Т-1:***

**На подстанции В:**

1) проверить отключенное положение короткозамыкателя К31;

2) проверить отключенное положение разъединителя дугогасящего реактора ДГР1;

3) включить разъединитель в нейтрали трансформатора Т1;

4) переключить автоматику РПН трансформатора Т1 на дистанционное управление;

5) дистанционно перевести РПН трансформатора Т1 в положение, соответствующее режиму его номинального возбуждения;

6) проверить отключенное положение выключателя В Т1;

7) включить разъединитель Р Т1;

**На подстанции А:**

8) отключить выключатель В1 (разорвать транзит по ВЛ 110 кВ А - Б с отпайкой на ПС В №1);

**На подстанции Б:**

9) отключить выключатель В3 (снять напряжение с ВЛ 110 кВ А - Б с отпайкой на ПС В №1);

**На подстанции В:**

10) включить отделитель ОД1;

**На подстанции Б:**

11) включить выключатель В3 (подать напряжение на ВЛ 110 кВ А - Б с отпайкой на ПС В №1);

**На подстанции А:**

12) включить выключатель В1 (замкнуть в транзит ВЛ 110 кВ А - Б с отпайкой на ПС В №1);

**На подстанции В:**

13) отключить разъединитель в нейтрали трансформатора Т1;

14) переключить автоматику РПН работающего трансформатора Т2 на дистанционное управление;

15) дистанционно перевести РПН трансформатора Т1 в положение, соответствующее коэффициенту трансформации Т2;

16) включить выключатель В Т1;

17) отключить выключатель СВ-10

18) ввести АВР СВ-10;

19) переключить автоматику РПН трансформаторов Т1 и Т2 с дистанционного на автоматическое управление;

20) восстановить нормальную схему питания нагрузки собственных нужд напряжением 0,4 кВ;

21) включить разъединитель дугогасящего реактора ДГР1, настроенного для работы в нормальном режиме компенсации емкостного тока;

22) отключить разъединитель дугогасящего реактора ДГР2, настроить ДГР2 для работы в нормальном режиме компенсации емкостного тока, включить разъединитель дугогасящего реактора ДГР2.

4 лекция

19 слайд

Система сбора и обработки информации. Контроллеры, модули устройств сопряжения с объектом (УСО)

электрическая сеть оснащается современными системами автоматизации управления нормальными и аварийными режимами работы с использованием мощных компьютерных средств и единой сети связи для управления и оценки состояния режимов работы.

Системы автоматизации сети направлены на достижение качественно нового уровня эффективности ее функционирования и развития, а также на повышение системной надежности и пропускной способности, повышение качества и надежности электроснабжения потребителей.

Слайд 20

Устройства автоматизации

Слайд 21

1. **Сбор и преобразование данных (ввод данных).** Этим занимаются устройства, которые стоят на границе между миром людей и системой управления. Сигналы от этих устройств поступают в систему и дальше уже система решает, что с ними делать. То есть через устройства сбора данных мир людей влияет на мир машин - на систему (АСУ). Мир машин через них получает данные о мире людей. Устройства сбора данных всё время собирают информацию и передают в систему. Сигналы передаются в систему разными способами.

Для выполнения этой функции применяются такие устройства как:

* Кнопки, переключатели, клавиатуры, панели оператора
* Датчики, измерительные преобразователи, видеокамеры
* Усилители и преобразователи сигналов

Все эти устройства так или иначе взаимодействуют с окружающим миром, а результаты этого взаимодействия передают в АСУ (хотя устройства сбора данных тоже являются частью АСУ, поэтому более правильно сказать, что результаты передаются в модуль управления).

Например, при нажатии на кнопку замыкаются (или размыкаются) контакты. Если эти контакты подключены ко входу какого-то прибора, то изменение сигнала на входе даёт прибору понять, что произошло какое-то СОБЫТИЕ. И прибор реагирует на это событие в зависимости от заложенных в прибор сценариев (алгоритмов).

Общие сведения о датчиках

Английское название датчика – “sensor” произошло от латинского слова “sensus” – ощущение, чувство, способность воспринимать “раздражение”. Эта способность является одним из наиболее универсальных свойств систем живой и неживой природы, которое позволяет реагировать на внешнее воздействие.

В настоящее время сенсорика – наука о датчиках – это целое системное направление, которое включает в себя явления, эффекты, процессы и алгоритмы из таких областей знаний, как физика, химия, биология, информатика, электротехника, теплотехника, электроника, оптика и других дисциплин.

Что такое датчик

Общее определение звучит примерно так:

Датчик – это устройство, воспринимающее сигналы и внешние воздействия и реагирующее на них.

Однако это очень широкое определение, под которое попадает практически любой чувствительный элемент - от человеческого уха до ручки дверного замка.

Если же говорить о системах, созданных человеком, а тем более не обо всех системах, а о системах автоматизации, то определение придётся немного сузить:

Датчик – это устройство, воспринимающее внешние воздействия и реагирующее на них изменением электрических сигналов.

Здесь внешним воздействием обычно является какая-то измеряемая характеристика объекта, его свойство или качество, .

В некоторых случаях вместо выражения “внешнее воздействие” применяется термин “измеряемая величина”.

Датчик (sensor) состоит из двух частей – чувствительного элемента (detector) и преобразователя (transducer), как показано на рисунке. Чувствительный элемент иногда называют измерительной головкой (sensor head).

Результат работы датчика – это реакция чувствительного элемента на внешнее воздействие, которая на выходе преобразователя представляет собой электрический сигнал, пригодный для распознавания и обработки системой.

Слайд 22

1. **Передача данных по каналам связи**. Иногда устройства сбора данных находятся далеко от системы. Они могут быть на другом производственном участке, в другом городе, в другой стране и даже на другой планете. Поэтому сигналы надо как-то передать в систему. Этим занимаются устройства передачи данных, или устройства связи. Сигналы могут быть чем угодно - от электрических импульсов до механических воздействий.

Сигнал, сформированный каким-либо устройством сбора данных, надо как-то передать в систему. В случае с кнопкой всё просто - мы лишь замыкаем или размыкаем электрическую цепь, подключенную ко входу прибора.

Однако есть более сложные сигналы, и более сложные ситуации. Например, когда та же кнопка находится за 1000 километров от АСУ. В этом случае нам придётся применить какие-либо устройства связи и преобразования сигналов. Преобразование требуется для того, чтобы мы могли передать сигнал по каналу связи. Потому что на 1000 километров нельзя передать сигнал с кнопки напрямую - он просто не дойдёт. Да и никто не потянет кабель длиной 1000 км. из-за одной кнопки.

Для выполнения этой функции применяются такие устройства как:

* Преобразователи интерфейсов
* Преобразовывает информацию передаваемую из первого интерфейса второму.
* Коммутаторы, маршрутизаторы, разветвители сигналов (линий связи)

Устройства предназначены для соединения нескольких узлов компьютерной сети в пределах одного или нескольких сегментов сети. Коммутатор работает на канальном уровне сетевой модели OSI. Коммутаторы были разработаны с использованием мостовых технологий и часто рассматриваются как многопортовые мосты. Для соединения нескольких сетей на основе сетевого уровня служат маршрутизаторы.

* Модемы

применяются в системах связи для физического сопряжения информационного сигнала со средой его распространения, где он не может существовать без адаптации. Модулятор в модеме осуществляет модуляцию, то есть изменяет его характеристики в соответствии с изменениями входного информационного сигнала, демодулятор осуществляет обратный процесс при приёме данных из канала связи. Модем выполняет функцию оконечного оборудования линии связи.

* Радиоканальные и другие беспроводные устройства (GSM, GPRS, Wi-Fi и т.п.)

Подкласс информационных технологий, служат для передачи информации между двумя и более точками на расстоянии, не требуя проводной связи. Для передачи информации могут использоваться радиоволны, а также инфракрасное, оптическое или лазерное излучение.

Слайд 11

1. **Обработка и хранение данных, управление системой**. После того, как сигнал добрался до системы, его надо как-то обработать. То есть изучить этот сигнал и принять решение, как отреагировать на изменение (или не изменение) сигнала. Этим и занимается “мозг” автоматизированной системы управления (АСУ).

При создании современных АСУ обычно используются умные программируемые приборы. Хотя и простая автоматика тоже актуальна.

Устройства этой категории - это центр и “мозг” системы управления. Все поступающие в АСУ сигналы обрабатываются именно этими устройствами. Затем, в зависимости от значений поступающих сигналов, система принимает решение о дальнейших действиях.

Например, нажатие на кнопку ПУСК заставляет систему запустить производственную линию. А превышение температуры электродвигателя, которое зафиксировано датчиком температуры и передано в АСУ, заставляет систему отключить этот двигатель и выдать сообщение оператору, включить аварийную сигнализацию и т.п.

Для выполнения этой функции применяются такие устройства как

* Промышленные компьютеры

Используются для обеспечения работы программных средств в промышленном производственном процессе на предприятии, АСУ ТП в рамках автоматизации технологических процессов.

* Программируемые логические контроллеры (ПЛК)

разновидность электронной вычислительной машины. Чаще всего ПЛК используют для автоматизации технологических процессов. В качестве основного режима работы ПЛК выступает его длительное автономное использование, зачастую в неблагоприятных условиях окружающей среды, без серьёзного обслуживания и практически без вмешательства человека.

* Программируемые реле

Предназначаются в качестве средств автоматизации локальных контуров, отдельных агрегатов и для бытового применения. Обычно имеют ограниченное число аналоговых и дискретных каналов ввода-вывода.

* Микроконтроллеры и микропроцессорные системы

Микроконтроллер является микросхемой, который состоит из:

Центрального процессора. В него входят блок управления, регистры, ПЗУ (постоянное запоминающее устройство).

Периферии, которая включает порты ввода-вывода, контроллеры прерываний, таймеры, генераторы различных импульсов, аналоговые преобразователи и подобные элементы.

МК прописаны свои базовые наборы команд. И только их он способен принимать и выполнять.

* Регулирующие и управляющие приборы (в том числе программируемые)

устройства для измерения, контроля, регистрации, регулирования, управления и других операций. По назначению приборы можно разделить на измерительные, контрольные, регулирующие, управляющие. Имеются также приборы, не входящие в перечисленные группы и предназначенные, например, для научных исследований.

Слайд 23

1. **Исполнительные устройства.** После того, как система приняла и обработала сигнал, у неё созрел план по дальнейшим действиям. Она уже знает, что нужно делать - включить электродвигатель, закрыть клапан, выдать сообщение оператору или запустить процесс самоуничтожения. Но “мозг” ничего не сможет сделать без “рук” и “ног”. Поэтому системе нужны выходные данные и исполнительные устройства, с помощью которых она влияет на наш мир - мир людей.

Например, если датчик уровня в баке, который наполняется водой с помощью насоса, сигнализировал системе, что бак заполнен, то система даёт команду на отключение насоса. Но напрямую насос, как правило, отключить нельзя. Поэтому выходной сигнал системы поступает на промежуточное реле, которое и отключает насос. А если насос очень мощный, то даже реле будет недостаточно - потребуется ещё и контактор.

Есть, разумеется, и более сложные случаи управления. Но на каждый из них найдётся какое-нибудь исполнительное устройство.

Для выполнения этой функции применяются такие устройства как:

* Выходные устройства управления (реле, пускатели, контакторы)

Выходные устройства предназначены для передачи выходного управляющего сигнала на исполнительные механизмы либо для передачи данных на регистрирующее устройство.

#### Выходные устройства дискретного (ключевого) типа

К выходным устройствам дискретного (ключевого) типа относятся:

* электромагнитное реле;
* транзисторная оптопара;
* симисторная оптопара;
* выход для управления внешним твердотельным реле.

Электромагнитное реле – это устройство для коммутации, которое может соединить или разорвать электрическую цепь, когда входящие параметры тока скачкообразно меняются. Проще можно сказать, что реле работает, как обыкновенный переключатель, которым можно включить или выключить свет в комнате. Но вместо руки, нажимающей на рычаг, оно срабатывает на электромагнитный импульс.

Электромагнитное реле - Конструктивно – это катушка, которая выполняет втягивающие функции. Основой выступает материал, который не имеет магнитных свойств. На него наматывают медный провод. У последнего всегда есть изоляция.

Внутрь катушки индуктивности помещают контактные пластины и стальной якорь. Он подвижен, но закреплен в одном положении с помощью пружины. Это и есть переключатель, который будет срабатывать от электромагнитного импульса.

Рассмотрим, как работает реле:

На катушку подается ток, и она становится электромагнитом.

Якорь притягивается и замыкает контакты.

Когда подача тока прекращается, пружина возвращает подвижную перемычку в первоначальное положение.

Подобное переключающее устройство включается в электрическую цепь управляемого объекта и служит для его регулировки.

Самое широкое распространение электромагнитные реле получили на электрических подстанциях. С помощью них обеспечивается безаварийная работа всего оборудования. При этом релейная защита рассчитана на коммутацию при очень большом напряжении – до нескольких сотен тысяч вольт.

А в основном областей применения у реле три:

сигнализация;

защита;

управление.

Ценятся реле за быструю реакцию на изменение входных параметров у подключаемых линий. Также за долговечность при работе в условиях высокой напряженности и стойкость к электрическим помехам.

За эти качества они участвуют в резервировании линий электропередач. Релейная защита мгновенно отключает поврежденные участки при обрыве проводов или замыкании их на землю. Следует сказать, что надежнее узла на сегодняшнее время просто не существует.

Ни одна конвейерная линия на любом производстве не обходится без электромагнитного реле. Потому что высокие паразитные потенциалы делают, практически, невозможным использование полупроводников. Поскольку последние страдают от статического напряжения.

Для достижения надежной защиты электрической цепи, следует использовать электромагнитные реле. Они стойко выдерживают перенапряжение в сети и не реагируют на помехи. Способны обеспечить надежную коммутацию на линиях с большой мощностью. И при этом сохранить свои маленькие габариты.

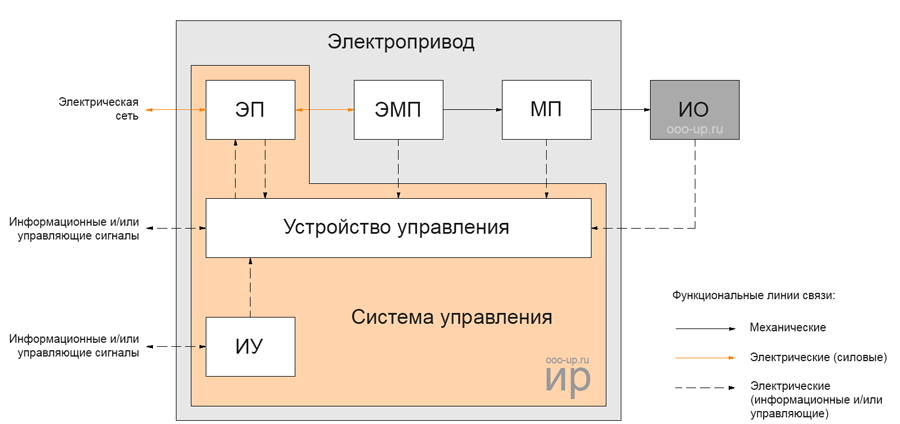
У них простейший принцип действия, основанный на создании магнитного поля в контуре. Последнее и отвечает за разрыв линии в случае опасности или за соединение при управлении и регулировке объекта. А выбирая между переменным и постоянным током для работы устройства, лучше остановиться на последнем. Если выбрать первый, то придется искать способы нейтрализации сильной вибрации сердечника в индукционной катушке.

Слайд 24

* Электроприводы

Электрический привод представляет собой электромеханическое устройство, которое приводит в движение рабочий орган машины и управления ее технологическим процессом. Он состоит из трех частей: электрического двигателя, который выполняет электромеханическое преобразование энергии, механической части, которая передает механическую энергию рабочему органу машины, и системы управления, которая обеспечивает оптимальное по тем или иным критериям управление технологическим процессом.

Функциональная схема электропривода, где ЭП - электрический преобразователь, ИУ - информационное устройство, ЭМП - электромеханический преобразователь (электродвигатель), МП - механический преобразователь, ИО - исполнительный орган.



Слайд 25

* Сервоприводы

Под сервоприводом следует понимать такое устройство, которое обеспечивает возможность управления рабочим органом посредством обратной связи. Само название произошло от латинского servus, что в переводе означает помощник. Изначально сервопривод использовался в качестве вспомогательного оборудования для различных станков, машин и механизмов. Однако с развитием технологий и постоянно растущей необходимостью повышать точность электронных устройств им начали отводить куда более значимую роль.

Устройство и принцип работы каждого сервопривода может кардинально отличаться от других моделей. Однако в качестве примера мы рассмотрим наиболее актуальные варианты.

Конструктивно он может состоять из:

Привода – устройства, приводящего в движение рабочий орган. Может выполняться посредством синхронного или асинхронного двигателя, пневмоцилиндра и т.д.

Передаточный механизм – система шестеренчатой кривошипной или другой передачи, редуктор.

Рабочий элемент – управляет перемещением в пространстве, непосредственно вал редуктора, передаточный механизм и т.д.

Датчик – сигнализирует о достигнутом положении и передает информацию по каналу обратной связи.

Блок питания – может применяться в случае прямого подключения сервопривода к сети, где требуется преобразование уровня и типа напряжения.

Блок управления – осуществляет подачу управляющих сигналов на сервомотор для передвижения или корректировки места положения. Для этого применяются микропроцессоры, микроконтроллеры и т.д. К примеру, очень популярна плата Arduino.

Принцип действия заключается в подаче управляющего импульса на асинхронный или синхронный двигатель, который начинает вращаться, пока рабочий орган не окажется в нужной позиции. Как только будет достигнуто установленное положение, на датчике обратной связи появится нужный сигнал, который, перейдя на блок управления, прекратит питание электромеханического устройства. Движение сервопривода прекратится до появления новых электрических сигналов.

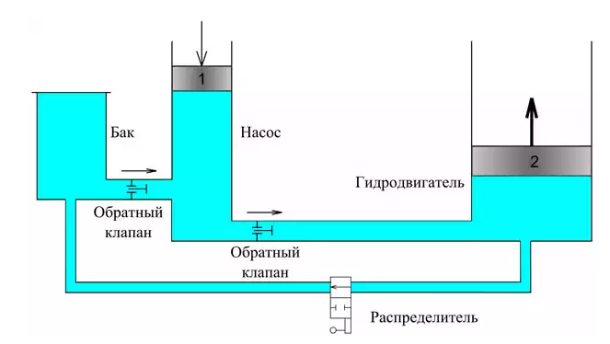
Далее начнется новый цикл работы устройства, число команд и последовательность их выполнения определяется заложенной программой.

Слайд 26

* Гидро- и пневмоприводы

Гидропривод и пневмопривод представляют собой комплексы, предназначенные для приведения в движение машин и механизмов с помощью гидравлической и пневматической энергии.

Гидравлический привод представляет собой совокупность сило­вой установки (ДВС или электродвигателя), механической или иной передачи, гидропередачи, систем управления и вспомогательных устройств. Механическая передача служит для преобразования час­тоты вращения вала первичного двигателя в требуемую частоту вра­щения насоса — первого звена гидропередачи. Если номинальные частоты вращения насоса и первичного двигателя совпадают, то необходимость в механической передаче отпадает. Силовая часть гидравлического привода, преобразующая механическую энергию двигателя в энергию движения рабочей жидкости (минерального масла на нефтяной основе) и обратно, в движение исполнитель­ных механизмов машины, называется гидропередачей. В зависимости от способа передачи энергии рабочей жидкости различают гидро­объемный (гидростатический) и гидродинамический привод.



В работе гидропривода используется принцип гидравлического рычага, основанный на разнице в площадях и объеме первого и второго поршней. Чем меньше первый, и чем больше второй, тем больше усилие получается создать на выходе, приложив гораздо меньшую силу. Если упростить, то первый поршень - это насос, задающий давление, второй - гидродвигатель, гидропривод - осуществляет перемещение.

Причем разнонаправленные потоки рабочей жидкости (а она циркулирует) не встречаются между собой, а отделены с помощью обратных клапанов и гидрораспределителей.

Благодаря этому, гидроприводы имеют высокий КПД, малоинерционны и легко меняют направление движения.

Пневмопривод

Пневматический - самый древний вид привода, известный еще древним грекам. Также этот принцип передачи энергии ученные вспомнили в 17 веке. В 18 веке в Европе курсировала подземная пневматическая почта - насосы приводили в движение паровые машины. В России она появилась в 20 веке и до сих пор используется для отправки грузов на некоторых предприятиях. В 19 веке в Париже была создана промышленная компрессорная станция протяженностью 48 км под давлением 0,6 МПа и имеющая мощность до 18500 кВт, она снабжала местные заводы и фабрики, но с появлением более выгодных электропередач ее эксплуатация стала невыгодной.

Однако потребность в пневматической энергии до сих пор актуальна. Пневматическая техника развивается, появляются новые виды передающих устройств, например, воздушные мышцы.

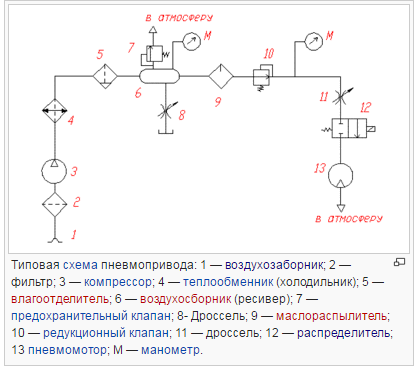


Схема системы пневмопривода довольна сложна, и включается в себя управляющие, распределительные и исполнительные устройства. В общем виде можно описать ее следующим образом. Воздух в пневмопривод поступает через воздухозаборник, затем он фильтруется, с помощью компрессора сжимается (и соответственно, по закону Шарля, нагревается), затем охлаждается и уже сжатый очищенный охлажденный воздух поступает в пневмоцилиндр (или иной пневмодвигатель) производит необходимую механическую работу. Для сглаживания скачков давления используется ресивер - он делает плавным движение поршня, затем отработанный воздух выбрасывается в окружающую среду.

По конструкции пневмоприводы делятся на поршневые, мембранные и сильфонные.

Наиболее распространены поршневые - к ним и относятся пневмоцилиндры. По типу движения рабочего органа подразделяются на вращательные и поступательные. Второй тип наиболее распространен.

Слайд 27

1. **Устройства защиты.** Устройства защиты нужны для двух случаев: 1) чтобы защитить систему от людей; 2) чтобы защитить людей от системы. Устройства защиты позволяют в случае непредвиденных ситуаций предотвратить большие неприятности путём создания маленьких неприятностей. Например, отключение электродвигателя конвейера в случае попадания человека в опасную зону может привести к завалу этого конвейера продуктом, но зато спасёт человека от травмы или даже смерти.

Для выполнения функции защиты применяются такие устройства как:

* Устройства блокировки и предохранения

Блокировочные защитные устройства предназначены для отключения (предупреждения включения) машины при нахождении человека в опасной зоне, а также для предотвращения попадания человека в опасную зону. Блокирующие устройства выполняют функции:

* Отключение (предупреждение включения) машины в случае снятия ограждения опасной зоны.
* Блокировка двери помещения, в котором опасно пребывание людей при работе оборудования (распределительные устройства электроустановок, радиоактивные источники).
* Остановка оборудования при попадании человека в опасную зону.
* Запрещение неправильного управления машиной, включения опасных режимов работы.

Основное требование к защитной блокировке – это своевременное срабатывание блокировки. Время срабатывания блокировки (tc) должно быть меньше времени, затрачиваемого рабочим на доступ в опасную зону tд = tв + tп, где tв – время, затраченное на вскрытие ограждения, tn – время на движение рабочего в опасную зону, т.е. tc < tд.

Блокировочные устройства по принципу работы подразделяются на механические, электрические, гидравлические, пневматические, радиационные и др.

* Гальванические развязки

Есть в электронике такое понятие как гальваническая развязка. Её классическое определение — передача энергии или сигнала между электрическими цепями без электрического контакта.

Существует три основные задачи, которые решаются развязкой цифрового сигнала. (показаны три схемы ниже описание)

1. защита от высоких напряжений. Действительно, обеспечение гальванической развязки — это требование, которое предъявляет техника безопасности к большинству электроприборов.

Пусть микроконтроллер, который имеет, естественно, небольшое напряжение питания, задает управляющие сигналы для силового транзистора или другого устройства высокого напряжения. Это более чем распространенная задача. Если между драйвером, который увеличивает управляющий сигнал по мощности и напряжению, и управляющим устройством не окажется изоляции, то микроконтроллер рискует попросту сгореть. К тому же, с цепями управления как правило связаны устройства ввода-вывода, а значит и человек, нажимающий кнопку «включить», легко может замкнуть цепь и получить удар в несколько сотен вольт.

Итак, гальваническая развязка сигнала служит для защиты человека и техники.

1. Не менее популярным является использование микросхем с изоляционным барьером для сопряжения электрических цепей с разными напряжениями питания. Тут всё просто: «электрической связи» между цепями нет, поэтому сигнал логические уровни информационного сигнала на входе и выходе микросхемы будут соответствовать питанию на «входной» и «выходной» цепях соответственно.
2. Гальваническая развязка также используется для повышения помехоустойчивости систем. Одним из основных источников помех в радиоэлектронной аппаратуре является так называемый общий провод, часто это корпус устройства. При передаче информации без гальванической развязки общий провод обеспечивает необходимый для передачи информационного сигнала общий потенциал передатчика и приемника. Поскольку обычно общий провод служит одним из полюсов питания, подключение к нему разных электронных устройств, в особенности силовых, приводит к возникновению кратковременных импульсных помех. Они исключаются при замене «электрического соединения» на соединение через изоляционный барьер.

Как оно работает

Традиционно гальваническая развязка строится на двух элементах — трансформаторах и оптронах. Если опустить детали, то первые применяются для аналоговых сигналов, а вторые — для цифровых. Мы рассматриваем только второй случай, поэтому имеет смысл напомнить о том кто такой оптрон.

Для передачи сигнала без электрического контакта используется пара из излучателя света (чаще всего светодиод) и фотодетектора. Электрический сигнал на входе преобразуется в «световые импульсы», проходит через светопропускающий слой, принимается фотодетектором и обратно преобразуется в электрический сигнал.

Оптронная развязка заслужила огромную популярность и несколько десятилетий являлась единственной технологией развязки цифровых сигналов. Однако, с развитием полупроводниковой промышленности, с интеграцией всего и вся, появились микросхемы, реализующие изоляционный барьер за счет других, более современных технологий.

Цифровые изоляторы — это микросхемы, обеспечивающие один или несколько изолированных каналов, каждый из которых «обгоняет» оптрон по скорости и точности передачи сигнала, по уровню устойчивости к помехам и, чаще всего, по стоимости в пересчете на канал.

Изоляционный барьер цифровых изоляторов изготавливается по различным технологиям. Небезызвестная компания Analog Devices в цифровых изоляторах ADUM в качестве барьера использует импульсный трансформатор. Внутри корпуса микросхемы расположено два кристалла и, выполненный отдельно на полиимидной пленке, импульсный трансформатор. Кристалл-передатчик по фронту информационного сигнала формирует два коротких импульса, а по спаду информационного сигнала — один импульс. Импульсный трансформатор позволяет с небольшой задержкой получить на кристалле-передатчике импульсы по которым выполняется обратное преобразование.

Гораздо более высокий уровень устойчивости к помехам обеспечивается в микросхемах, где изоляционный барьер реализуется на емкостях. Использование конденсаторов позволяет исключить связь по постоянному току между приемником и передатчиком, что в сигнальных цепях эквивалентно гальванической развязке.

Преимущества емкостной развязки заключаются в высокой энергетической эффективности, малых габаритах и устойчивости к внешним магнитным полям. Это позволяет создавать недорогие интегральные изоляторы с высокими показателями надежности. Они выпускаются двумя компаниями — **Texas Instruments** и **Silicon Labs**. Эти фирмы используют различные технологии создания канала, однако в обоих случаях в качестве диэлектрика используется диоксид кремния. Этот материал имеет высокую электрическую прочность и уже несколько десятилетий используется при производстве микросхем. Как следствие, SiO2 легко интегрируется в кристалл, причем для обеспечения напряжения изоляции величиной в несколько киловольт достаточно слоя диэлектрика толщиной в несколько микрометров.

Слайд 28

* Автоматы защиты

Основная функция, возлагаемая на автоматические выключатели, сводится к защите кабеля от коротких замыканий и его перегрузки

* Системы диагностики неисправностей и аварий

Первый технологический уровень – автоматизированный контроль состояния основного электрооборудования по результатам мониторинга параметров нормальных и аварийных режимов работы.

Второй технологический уровень – периодический контроль параметров работающего в нормальном режиме оборудования под рабочим напряжением с использованием современных методов и аппаратуры.

Третий технологический уровень – проведение испытаний и измерений на отключенном оборудовании. Такой контроль должен осуществляться только в тех случаях, когда отсутствуют методы и аппаратные средства выявления каких либо дефектов оборудования на первом и втором технологических уровнях или для уточнения характера и места дефекта, его опасности и технологии устранения дефектов (объемы и методы ремонтно-восстановительных работ), выявленных на первом или втором технологическом уровнях.

* Системы производственной безопасности: обнаружение человека в опасных зонах, системы взрывопредупреждения и т.п.

Системы безопасности являются основными функциями АСУ в энергетике. Защита человека от поражения электрическим током является главным и решающим фактором.

Как пример – система блокировки коммутационных аппаратов от включения в нарушение работы алгоритмов таких блокировок. То есть дежурный не сможет включить разъединитель, пока на линии работают люди либо и присоединение заземлено.

Другой пример - установка датчика нахождения человека в опасной зоне. Как только человек появляется в зоне, где он может получить травму от оборудования, это оборудование автоматически отключается.

Слайд 29

1. **Устройства для отображения (вывода) данных и взаимодействия с оператором**. Несмотря на всё вышесказанное, большинство систем всё-таки недостаточно умны, чтобы работать без участия человека вообще. Поэтому они довольно часто советуются с человеком. Столкнувшись с ситуацией, в которой система не знает, что ей делать дальше, она задаёт вопрос человеку и тем самым перекладывает ответственность с разработчика системы на оператора (ну да, вот такие мы безответственные :-). Например, если система видит превышение тока нагрузки двигателя, но она также знает, что отключение этого двигателя приведёт к большим производственным потерям, то она лучше моргнёт лампочкой, пискнет звонком и выведет на экран предупреждение с вопросом. И пусть оператор решает, что ему делать дальше с этой проблемой

Для выполнения этой функции применяются такие устройства как:

* Устройства звуковой и световой сигнализации (индикации) - в простейшем случае это обычные лампочки и звонки
* Панели оператора (в том числе сенсорные)
* Мониторы и другие устройства визуализации
* Принтеры и другие печатающие и пишущие устройства

Как я уже говорил, любая система, даже самая умная, хотя бы иногда должна общаться с человеком. Хотя бы потому, что она создана человеком и для людей. А способов общения не так уж и много:

* Обмен звуковой информацией
* Обмен звуковой визуальной информацией

Вот для того, чтобы выдавать человеку нужную информацию, существуют устройства отображения (вывода) данных. Некоторые из них могут быть одновременно как устройством вывода, так и устройством ввода (например, панели оператора).

Слайд 30

1. **Программные комплексы**. Современные АСУ не обходятся без программного обеспечения. И хотя программы нельзя потрогать руками, они также являются техническими средствами. И, как вы догадались, на самом деле все решения принимает не система, а программист, который разрабатывал программы для этой системы.

Здесь долго говорить не буду, потому что эта тема бесконечная, и требует отдельного рассмотрения. Просто знайте, что современные АСУ напичканы программным обеспечением. Причём это многоуровневое программное обеспечение.

Я перечислю некоторые программные комплексы, которые применяются на объектах энергетики:

Система сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте (SCADA)

Цель управления производством, передачей и распределением электроэнергии, также именуемого как управление энергосистемой, состоит в контроле, управлении и оптимизации этого процесса в режиме реального времени. Основные функциональные возможности системы управления энергосистемой реализованы в системе диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), которая собирает и регистрирует значения и состояния с объектов энергосистемы через удаленные устройства телеметрии, позволяя операторам в центре управления контролировать энергосистему. Другие функции поддержки принятия решений дополняют эту систему, делая процесс управления безопасным и оптимальным.

Система оперативного управления энергопотреблением (EMS)

На сегодняшний день в магистральных сетях почти все подстанции интегрированы в общую сеть передачи данных, что позволяет обеспечить онлайн-мониторинг и контроль с помощью системы управления энергопотреблением (EMS)

Система управления распределительными сетями (DMS)

На сегодняшний день система управления распределительными сетями характеризуется применением ручных операций, основанных на опыте персонала. Используя систему управления распределительными сетями (DMS), возможно создать интел­лектуальную, самовосстанавливающуюся сеть путем внедрения следующих улучшений:

* Снижение вероятности появления и продолжительности перебоев в работе за счет продвинутой системы локализации сбоя и алгоритмов реконфигурации сети
* Минимизация потерь за счет улучшенного мониторинга
* Оптимальное использование активов посредством регулирования спроса и распределенной генерации электроэнергии.
* Снижение затрат на техническое обслуживание за счет онлайн мониторинга

## Система управления отключениями (OMS)

предназначен для автоматизации деловых процессов, связанных с аварийными и плановыми отключениями в электрических сетях.

Основные функции подсистемы OMS:

— фиксация отключений потребителей на основе анализа сигналов полевых устройств (УТМ, ИКЗ, приборы учета,…) и информации, полученной по звонкам потребителей;

- определение поврежденного участка, отключившегося коммутационного аппарата и области отключения;

— изолирование поврежденного участка и восстановление электроснабжения потребителей;

— восстановление нормальной схемы;

— формирование и рассылка заинтересованным лицам и организациям отчетов по отключениям потребителей;

— автоматический расчет недоотпуска электроэнергии и времени погашения потребителей по каждому отключению;

— автоматический расчет показателей надежности электроснабжения в темпе процесса (SAIDI, SAIFI, CAIDI, CAIFI);

— управление заявками на изменение эксплуатационного состояния оборудования;

— интеграция с ПК «Аварийность» для передачи информации об отключениях.

Система управления мобильными бригадами (Цифровой электромонтер)

Приложение позволяет вести весь бизнес-процесс в единой системе: от создания технического задания до контроля его исполнения. Благодаря автоматизации сбора, хранения и обработки данных при проведении технологических обходов система позволяет оптимизировать рабочее время мобильных бригад на выполнение технического обслуживания и ремонта, а также повысить качество планирования ремонта и обслуживания ЛЭП за счет контроля работ в режиме реального времени.

Решение полностью интегрировано в систему управления производственными активами (СУПА) и позволяет автоматически вносить результаты работ в базу данных после подтверждения менеджером. В начале смены менеджеры мобильных бригад просматривают задачи, пришедшие из ERP-системы, формируют задания на техническое обслуживание оборудования, ремонты (текущий, капитальный, плановый, внеплановый, аварийный и пр.), аварийно-восстановительные работы, а затем распределяют их по бригадам и автоматически передают их на планшеты. Далее электромонтеры авторизуются с помощью электронной подписи, отмечают время начала и окончания работ, при обнаружении дефектов фиксируют их. Подтверждают пройденный инструктаж с помощью ЭЦП.

Система обеспечивает:

* Формирование плановых и внеплановых (аварийных) заданий;
* Регистрацию разрешающих документов, привязанных к заданию;
* Управление заданиями с возможностью распределения по исполнителям с учетом уровня допуска;
* Контроль перемещения мобильных бригад;
* Фиксацию результатов выполнения задания;
* Контроль выполнения заданий и отклонений;
* Регистрацию дефектов.
* Реализацию полного цикла выполняемых работ;
* Возможность интеграции с другими системами для передачи контрольных данных;
* Администрирование мобильных устройств и пользователей в разрезе организационной структуры;
* Использование электронной подписи;
* Контроль местоположения мобильных бригад относительно координат объектов обслуживания на карте с фиксацией отклонения по маршруту;
* Визуализацию сведений о местоположении и характеристиках объектов электросетевого хозяйств, включая поэтажные планы подстанций, расположение объектов контроля.

АИИС КУЭ

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) является обязательным условием электроснабжения потребителя через энергосбытовую организацию с оптового рынка электроэнергии.

В отличие от гарантирующего поставщика, который осуществляет электроснабжение всех своих потребителей по одной группе точек поставки, ЭСО осуществляет поставку электроэнергии потребителю по отдельной, можно сказать его собственной линии.

АИИС КУЭ как раз и нужна, чтобы точно и оперативно определять почасовое потребление потребителя.

АИИС КУЭ же помимо перечисленного выше включает в себя (укрупненно):

* - Сервер для хранения и передачи данных,
* - Каналы передачи данных;
* - Специализированное программное обеспечение.

Слайд 31

Принцип работы аппаратного и программного обеспечения контроллера присоединений

Одним из важных компонентов построения любой системы автоматизации является контроллер присоединения.

Контроллер присоединения предназначен для измерения электрической энергии, мощности, коммерческого и технического многотарифного учета энергоресурсов, сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

используется в составе автоматизированных информационно-измерительных систем (АИИС) комплексного учета энергоресурсов, в частности систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ), а также комплексов устройств телемеханики, многофункциональных и автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП). Областью применения контроллера являются генерирующие, сетевые и энергосбытовые компании, энергетические объекты, промышленные и приравненные к ним предприятия, мелкомоторные потребители, бытовые потребители и другие энергопотребляющие (энергопоставляющие) предприятия, компании и организации всех форм собственности и ведомственной принадлежности.

Контроллеры созданы с применением более гибкой, масштабируемой микромодульной архитектуры, позволяющей создавать различные, необходимые заказчику модификации контроллеров в части интерфейсов связи и каналов ввода / вывода. На каждую функцию контроллера (ТС, ТИ, ТУ, порты связи) имеется свой аппаратный модуль. Все модули съемные, что позволяет легко создавать необходимую модификацию контроллера и обеспечивает быструю замену модулей в процессе эксплуатации и ремонта.

Все доступные функции контроллера обеспечиваются благодаря функциональным модулям, которые устанавливаются в отдельные слоты корпуса. Корпус и модули могут устанавливаются в стойку 19U.

Слайд 32

Конфигурирование и специальные настройки.

Все функции могут быть

сконфигурированы независимо друг от друга, поэтому различается системная конфигурация

и конфигурация аппаратной части.

В основе принципа конфигурирования системы заложен принцип создания шаблонов

типов (типовых шаблонов) применительно к контроллерам присоединений. При этом вся

система (набор контроллеров, внутренние и внешние связи) может быть сконфигурирована в

одной проектной базе данных.

Что касается специальных настроек для конкретного экземпляра устройства, например,

настройки проверки синхронизации параметров линий по частоте (Synchrocheck) при

включении выключателя, то они задаются уже на уровне конкретного экземпляра

устройства, что дает возможность индивидуальной привязки в отличие от типового набора

сигналов, одинакового для N-устройств.

Более того свободные логические функции позволяют решить различные задачи, как на

уровне присоединения, так и для системы в целом.

Все работы по конфигурированию контроллера осуществляются с помощью специализированного ПО производителя, запускаемого под ОС Microsoft

Windows. Имеется возможность локального или удаленного подключения к контроллеру.

После выполнения работ по конфигурированию готовый файл загружается в контроллер. При успешной настройке устройство готово к использованию.

Слайд 33 -34

Важными требованиями в системах автоматики являются различные варианты

сопряжения с внешним оборудованием.

Интерфейсы можно разделить на:

интерфейсы приема сигнала (входы):

o дискретные;

o аналоговые;

интерфейсы управления (выходы):

o дискретные;

o аналоговые;

интерфейсы связи (коммуникационные):

o последовательные;

o параллельные;

o электрические;

o оптические.

Модулидискретного ввода для разных уровней напряжения, которые предоставляют возможность отслеживания состояния дискретных полевых сигналов в реальном времени.

Доступны дискретные входы низкого напряжения, которые предоставляют возможность отслеживания состояния дискретных полевых сигналов в реальном времени, для трех уровней напряжений =24В, =48 В и =60 В.

Модификация модуля дискретного ввода с входным напряжением =220 В обеспечивает

порог срабатывания в диапазоне 160-170 В.

АНАЛОГОВЫЕ ВХОДЫ

Входы токовой петли с диапазоном -20 мА....0 (4)....+20 мА, которые применяются для

сбора сигналов от измерительных преобразователей или оборудования с аналоговыми

выходами.

ВХОДЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Входы напряжения являются входами измерений переменного напряжения с высоким

импедансом, которые можно конфигурировать индивидуально для особых применений в

качестве вариантов заказа.

УПРАВЛЯЮЩИЕ ВЫХОДЫ

Каждый блок управляющих выходов реализован с помощью двух групп нормально

открытых контактов, с механической связью между соответствующими контактами. Таким образом, осуществляется поддержка следующих вариантов управления (например у оборудования Сименс)

1-полюсное управление;

1½-полюсное управление;

2-полюсное управление.

**Гальваноразвязка.** Электромеханическая конструкция обеспечивает гальваническую развязку и независимость от полярности подключения. Функции являются свободно-конфигурируемыми, типичные приложения показаны в следующем списке:

Управление КА

Управление звуковой сигнализацией

Выход для аварийной сигнализации

ИНТЕРФЕЙСЫ СВЯЗИ

COM порт (посл. интерфейс) на выбор

– RS232

– RS422/485

– оптический

* LAN (Ethernet RJ-45 электрический)
* LAN (Ethernet оптический)
* подключение панели управления
* сервисный порт

Следующие 4 лекции

Управление электроэнергетическим режимом

Понятие «электроэнергетический режим» характеризует состояние электроэнергетической системы в каждый момент времени. Режим зависит от состава включенных элементов энергосистемы – генераторов электростанций, подстанций, ЛЭП – и их нагрузки. Процесс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии определяется значениями напряжения, мощности, частоты и силы тока. Эти значения называются параметрами режима.

Первые диспетчерские центры в энергосистеме создавались в 20-е годы XX века. Уже на заре реализации плана ГОЭЛРО стало понятно, что организовать совместную эксплуатацию станций, объединенных в энергосистему, может только специальный оперативный орган. Этому органу – оперативно-диспетчерской службе – было поручено выполнение функций, необходимых для безаварийной совместной работы генерирующих и электросетевых объектов: ■ составление диспетчерских графиков несения нагрузки электрическими станциями, ■ распределение нагрузки между генераторами в режиме реального времени, ■ контроль регулирования напряжения и частоты, ■ проведение переключений в электрических сетях, ■ координация вывода оборудования в ремонт, ■ координация ввода в работу нового и реконструированного генерирующего и сетевого оборудования, ■ предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима, создание надежных послеаварийных схем, ■ эксплуатация диспетчерской связи и телесигнализации, ■ расчет настроек релейной защиты и автоматики.

По мере развития энергосистем, укрупнения энергообъединений, образования связей между ними увеличивался объем ответственности и возрастала сложность оперативно-диспетчерского управления, но его основные функции остались неизменными.

Сегодня функции оперативно-диспетчерского управления в Единой энергетической системе России единолично выполняет АО «СО ЕЭС». С этой целью Системный оператор наделен уникальными правами: ■ определять перечень объектов диспетчеризации – перечень ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, изменять технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых нельзя без его решения; ■ планировать режимы работы электрических станций и электрических сетей ЕЭС России; ■ отдавать субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии обязательные для исполнения команды и разрешения. Одна из особенностей электрической энергии состоит в том, что она не поддается накоплению в экономически значимых промышленных объемах и передается практически мгновенно – со скоростью распространения электромагнитного поля, то есть потребляется в момент производства. Поэтому в каждый момент времени должно производиться ровно столько электроэнергии, сколько могут использовать потребители, и она должна быть доставлена от всех точек производства в каждую точку потребления. При этом передаваемая электрическая мощность не должна превышать пропускной и нагрузочной способности ЛЭП и трансформаторных подстанций. В единый процесс производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в масштабах Единой энергосистемы России вовлечены одновременно сотни электростанций, тысячи линий электропередачи, электрических подстанций и миллионы потребителей. Обязанность и ответственность Системного оператора, обладающего необходимым инструментарием, технологиями и компетенцией, – заблаговременно рассчитать и спланировать режимы работы объектов электроэнергетики, а затем в реальном времени решить задачу управления непрерывным производством, передачей, распределением и потреблением электроэнергии так, чтобы обеспечить в каждый момент времени в каждой точке энергосистемы равенство между производством и потреблением электроэнергии и мощности.

Точность расчетов, от которых зависит устойчивая и надежная работа электроэнергетического оборудования, достигается путем математического моделирования реальных физических процессов, происходящих в энергосистеме при различных событиях.

Переходный режим энергосистемы – переход от одного установившегося режима к другому установившемуся режиму, вызванный аварийными возмущениями или изменением технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок, оборудования, устройств. Переходный режим заканчивается или стабилизацией параметров электроэнергетического режима с переходом энергосистемы к установившемуся режиму, или неконтролируемым нарастанием изменений, распространением переходного процесса с последующим нарушением устойчивости.

Устойчивость – свойство энергосистемы сохранять синхронную работу электрических станций в ее составе. Расчет статической устойчивости выявляет способность сохранять совместную работу электрических станций и обеспечивать возврат к установившемуся режиму после переходного процесса, вызванного малым возмущением (например, изменением нагрузки потребления или генерации). Расчет динамической устойчивости позволяет оценить способность сохранять совместную работу электростанций после значительных аварийных возмущений (отключения ЛЭП, электросетевого или генерирующего оборудования с коротким замыканием).

Слайд 20

До появления и внедрения АСУ управление изменениями состояний, частотой и активной нагрузкой, напряжением и реактивной мощностью электростанции осуществлялось отдельными аналоговыми автоматическими устройствами: автоматикой пуска и устройствами, соответствующими ОРЧМ и ОРНМ, которые назывались устройствами группового управления частотой вращения и возбуждением синхронных генераторов. Наиболее современными из них были автоматические устройства группового управления с центральными общестанционными автоматическими регуляторами частоты (ЦАРЧ) и напряжения (ЦАРН), обеспечивающими поддержание частоты и амплитуды напряжения на шинах электростанции, и элементами (устройствами) опти­мального распределения активной (УРАН) и реактивной (УРРН) нагрузок между синхронными генераторами по их технико-экономическим показателям.

На рисунке приведены совмещенные статические характеристики 1, 2 регулирования w=f(Pr)или U=f(Qr)для двух синхронных генераторов, иллюстрирующие определенность их нагрузок *P1,* P2или Q1,Q2при наличии отклонения частоты Δw или напряжения ΔU от предписанных значений *w*np1, Unp1, поддерживаемых только при холостом ходе. Мощности определяются коэффициентами статизма характеристик, например,

Формула на слайде

Очевидно, что при астатических - горизонтальных характеристиках (*Kст* = 0) возникает неопределенность распределения мощностей.

Наиболее современные из таких устройств производят выдачу заданий по мощностям и контроль их исполнения по принципу следящего астатического регулирования. Частота и напряжение поддерживаются воздействиями ЦАРЧ и ЦАРН на задающие элементы статических АРЧВ и АРВ, увеличивающих предписанные значения частоты *wnp2*>*wпр1*и напряжения *Uпр2*>*Uпр1*, т.е. перемещающих статические характеристики *1*, *2*регулирования вверх до положений *3,4*при сохранении определенности в распределении мощностей.

Слайд 21

Особенности и задачи противоаварийного автоматического управления электроэнергетическими системами

Процесс производства, передачи и распределения электроэнергии является динамичным, характеризующимся необходимым равенством в каждый момент времени генерируемой и требуемой потребителями электрической энергии (балансом мощности) и подверженным случайным возмущающим воздействиям, относительно слабым (малым), обусловленным случайно изменяющейся нагрузкой, и интенсивным (большим), связанным с повреждениями и отключениями генерирующего и передающего энергию электрооборудования.

Обычно электроэнергетические системы работают в нормальном режиме, в котором основные режимные параметры: амплитуды (действующие значения) — далее просто напряжение и частота напряжения — при непрерывных изменениях нагрузки остаются практически неизменными, т.е. номинальными; распределение активной и реактивной мощностей между генерирующими электроэнергию управляемыми объектами оптимально, а перетоки мощностей по передающим электроэнергию линиям связи между электроэнергетическими системами и их объединениями, образующими единую энергосистему, находятся в пределах, ограничиваемых нормируемым запасом мощности по статической устойчивости параллельной работы электрических станций. К нормальному относится и неоптимальный, обычно кратковременный, режим по мощности, при котором напряжения и частота не выходят за пределы длительно допустимых ГОСТ отклонений.

*Нормальный*режим обеспечивается автоматическим управлением электроэнергетическими объектами ранее рассмотренным арсеналом управляющих автоматических устройств и систем.

Основная задача автоматического управления нормальным режимом — обеспечить производство и передачу электроэнергии при минимальных затратах энергоресурсов (условного топлива) и обеспечить надежность электроснабжения потребителей электроэнергией требуемого качества.

Под воздействием внезапных интенсивных возмущений в виде неиз­бежных коротких замыканий или случайных отключений генерирующих или передающих электроэнергетических объектов ЭЭС, ОЭС или ЕЭС в целом переходят в утяжеленный или в аварийный режим.

*Переходной*режим характеризуется отклонениями режимных параметров, обычно пониженными значениями напряжений и частоты, допустимыми лишь кратковременно. Перетоки мощностей могут превышать длительно допустимые в нормальном режиме, но не доходить до опасных для статической устойчивости значений. Задача автоматического управления: «... в утяжеленном режиме — не допустить его дальнейшего утяжеления, что может привести к переходу в аварийный режим; устранить причину, вызвавшую ... » его и « ... восстановить нормальный режим».

Если хотя бы один из режимных параметров достигает недопустимых даже кратковременно значений, режим становится аварийным.

*Аварийный*режим развивается из утяжеленного или непосредственно вследствие интенсивных возмущающих воздействий. Основными задачами автоматического управления в аварийном режиме являются: выявление и устранение, если возможно, возмущающего воздействия; предотвращение дальнейшего развития аварийной ситуации и ее распространения; восстановление нормального режима.

Автоматическое управление в утяжеленном и особенно аварийном режимах производится управляющими автоматическими устройствами противоаварийного управления. В результате противоаварийного управления наступает послеаварийный режим или восстанавливается нормальный режим работы. Задача автоматического управления в послеаварийном режиме состоит в скорейшем восстановлении нормального режима.

При организации противоаварийного управления реализуется еще и ремонтный режим, в частности ремонтная схема ЭЭС, характеризующийся выводом в ремонт отдельных электроэнергетических объектов.

Слайд 22

Возмущающие воздействия на электроэнергетические системы и управляющие противоаварийные воздействия

Возмущающие воздействия вызывают внезапные скачкообразные изменения мощностей, передаваемых по линиям электропередачи, и интенсивные и в широких пределах изменения режимных параметров работы электроэнергетической системы. По степени тяжести различаются три категории или группы опасных возмущающих воздействий.

Для рисунка:

Динамический коэффициент регулирования характеризует управ­ляющие способности регулятора, работающего совместно с объектом управления при скачкообразном возмущении системы. Определяется

как отношение максимального отклонения переходного процесса за­мкнутой системы **ARmax** (рис.), вызванное возмущающим воздействи­ем f, к максимальному отклонению xоб (∞) от уставки *g(t)* вызванного тем же возмущением, действующим на объект в разомкнутой системе без регулятора

К первой группе относятся отключения линии электропередачи напряжением 500 кВ и ниже (линий связи с АЭС 750 кВ) при однофазных КЗ на землю с успешным или неуспешным однофазным автоматическим повторным включением на указанных линиях или линиях более высокого напряжения при успешном ОАПВ и отключение одного блока генератор-трансформатор, кроме наиболее мощного в ОЭС.

Вторую группу составляют отключения линий электропередачи любого напряжения при двухфазных КЗ на землю и успешном или неуспешном ТАПВ, отключение наиболее мощного синхронного генератора или двух генераторов АЭС, относящихся к одному ядерному реактору, одновременное отключение двух цепей или линий.

К третьей, наиболее тяжелой, категории относятся возмущающие воздействия, обусловленные однофазными КЗ на землю на линии или шинах любого напряжения при отказе одного из выключателей и действии устройства резервирования отказов выключателей на отключение неповрежденного элемента и отключениями синхронных генераторов одной системы (секции) шин или распредустройства одного из напряжений суммарной мощностью, составляющей половину мощности электро­станции.

Слайд 23

Для предотвращения нарушения динамической устойчивости необходимы быстродействующие, интенсивные, но кратковременные управляющие воздействия. Обеспечение статической устойчивости достигается также по­являющимися практически безынерционно, однако длительно существу­ющими управляющими воздействиями.

Поскольку противоаварийное управление производится при электро-механических переходных процессах, а опасность нарушения синхронной параллельной работы определяется развивающимися снижением и повышением частот вращения синхронных генераторов, начинающихся после возмущающего воздействия, в одной — дефицитной по мощности (обычно приемной), и в другой — избыточной по мощности (передающей) частях электроэнергетической системы соответственно, то противоаварийные управляющие воздействия должны главным образом изменять генерируемые мощности, а в крайних случаях и снижать мощности нагрузки.

Конкретно противоаварийные управляющие воздействия производят:

- повышение пропускной способности электропередачи, т.е. ее пре­дельную передаваемую мощность;

- снижение генерируемой мощности в избыточной передающей части ЭЭС, частота вращения синхронных генераторов в которой увеличивается;

- увеличение генерируемой мощности в дефицитной приемной части, синхронные генераторы которой уменьшают частоту своего вращения;

- уменьшение мощности, потребляемой нагрузкой приемной части электроэнергетической системы;

- увеличение нагрузки синхронных генераторов передающей части.

Слайд 24

Соответственно для предотвращения нарушения динамической устойчивости противоаварийные управляющие воздействия осуществляют:

- программную форсировку возбуждения *ФВ*(см. рисунок ) синхронных генераторов — быстрое кратковременное увеличение ЭДС генера­торов до допустимого по их термической стойкости уровня, обу­словливающего повышение напряжений на шинах электростанции и предел передаваемой мощности электропередачи;

- интенсивное кратковременное снижение мощности, развиваемой паровыми турбинами, - импульсную разгрузку турбоагрегатов *ИРТ;*

- быстрое кратковременное подключение, обычно к гидрогенераторам передающей части, искусственной резистивной нагрузки — электрическое торможение *ЭТ*гидроагрегатов;

- быстрый перевод тиристорных преобразователей в инверторный режим накопителей электроэнергии в приемной части — их форсировку на выдачу энергии в нагрузку *ФНЭЭ.*

Для сохранения статической устойчивости в послеаварийном режиме используются противоаварийные управляющие воздействия, обеспечи­вающие:

- изменение настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия *ИН АРБ*в целях достижения максимально возможной пропускной способности электропередачи в сложившихся после возмущающего воздействия условиях;

- увеличение емкостного сопротивления устройства продольной ком­пенсации индуктивного сопротивления линии, повышающего предельную передаваемую мощность линии, - форсировку продольной компенсации *ФПК;*

- отключение реакторов *ОР,*повышающее напряжения в начале и в конце линии;

- отключение гидрогенераторов *ОГ*передающих ГЭС и длительное снижение мощности - длительную разгрузку турбоагрегатов ТЭС *ДРТ;*

- быстродействующую загрузку недогруженных гидрогенераторов *БЗГ*приемной части электроэнергетической системы и перевод гидрогенераторов из режима работы синхронным компенсатором в генераторный режим *СК - Г;*частичное программное отключение нагрузки *ОН*приемной части до развития процесса снижения частоты.

При недостаточности указанных воздействий для предотвращения снижения частоты производится частотный (ускоренный) пуск, само­синхронизация и быстрый набор нагрузки резервных гидрогенераторов *ЧПГ*и отключение нагрузки - автоматическая частотная разгрузка приемной части электроэнергетической системы.

Противоаварийные управляющие воздействия общесистемной противоаварийной автоматики вырабатываются управляющим вычислительным комплексом *УВК,*расположенным на диспетчерском пункте *ДП.*Необходимые сигналы информации о параметрах предшествующего возмущающему воздействию и послеаварийного режимов, о схеме электроэнергетической системы и о происходящих отключениях выключателей - возмущающих воздействиях и противоаварийные управляющие воздействия передаются по высокочастотным каналам связи *В ЧКС,*осуществляемым по проводам линий электропередачи путем установки по их концам высокочастотных заградителей в виде параллельных резонансных LC-контуров и конденсаторов связи *Ссв*, устройствами телеизмерений *УТИ,*телесигнализации *УТС*и быстродействующими устройствами передачи сигналов противоаварийной автоматики *БСПА.*

2 День

Оценка состояния энергосистемы

Слайд 26

Эффективное оперативное управление режимом электроэнергетической системы (ЭЭС) возможно только в условиях достаточного объема информации о параметрах режима и приемлемом качестве этой информации. Модель текущего режима ЭЭС как объекта управления формируется на основе информации, поступающей в оперативно-информационный управляющий комплекс (ОИУК) от средств телемеханики. В реальных условиях средств телемеханики, как правило, недостаточно, и недостающую информацию получают на базе контрольных замеров, экстраполяции и  решения задачи оценивания состояния.

Существуют два основных направления повышения достоверности телеизмерений в задачах оперативного управления [1]:

* индивидуальная фильтрация каждого телеизмерения (ТИ) независимо от их остальной совокупности;
* использование связей между параметрами режима.

Первый случай применяется на начальном этапе обработки информации в ОИУК, и при этом могут быть ослаблены только определенные виды помех (наводимые помехи, линейные или нелинейные искажения сигнала).

Вторая часть методов базируется на статистических ( в частности, корреляционных) взаимосвязях между параметрами. В этом случае наиболее эффективным и мощным средством повышения достоверности ТИ является метод оценивания состояния ЭЭС.

Задача оценивания состояния заключается в определении установившегося (или переходного) режима по данным измерений и псевдоизмерений, содержащих погрешности и шумы, которые неизбежно присутствуют при передаче информации.

Для расчета режима необходимо иметь базисный набор параметров или вектор состояния, знание которого позволяет дорасчитать все остальные параметры режима.

Слайд 27

Режим ЭЭС может быть описан уравнениями баланса активной и реактивной мощности в каждом из узлов сети:

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image548.gif;

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image550.gif,

где Pнk, Pгk, Pk - активные мощности нагрузки, генерации и мощность, отдаваемая в сетьj-м узлом; Qнk, Qгk, Qk - то же для реактивных мощностей.

При этом уравнения балансов мощностей для *k*-го узла [2]:

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image556.gif;2

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image558.gif.3

где  U- модули напряжений в  узлах;

 - активная и реактивная проводимости в узле k и ветви kj.

Слайд 28

Для расчета установившегося режима в классической постановке вопроса необходимо иметь информацию о всех переменных Piи Qi, кроме активной и реактивной мощностей балансирующего узла, а также одну фазу и один модуль напряжения.

Количество режимных параметров, входящих в уравнения1, 2 и 3, может значительно превышать число уравнений.

Остальные параметры режима обозначаются как вектор X =X(Y). Обозначив вектор телеизмерений как V¯ и действительные параметры как *V* , можно записать:

где nV - вектор ошибок измерений.

Задача оценивания состояния сводится к отысканию таких значений Y\*, для которых вычисленные значения V(Y\*) наиболее близки к измеренным значениям V¯.

При решении задачи потокораспределения возможны три варианта:

* вектор исходных данных образует базис;
* вектор исходных данных избыточен;
* исходных данных недостаточно для расчета режима.

Слайд 29

При  решении вопроса по оцениванию состояния с вероятностной постановкой задачи для ненаблюдаемых узлов рассматривается пример с вектором измеренных избыточных данных и производится расчет параметров трехузловой схемы, приведенной на рис.

В качестве вектора состояния используется полный набор измеренных параметров:

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image590.gif,δ1 - фазовый угол напряжения базового узла жестко задается равным нулю.

Для первого случая в качестве базиса из вектора состояния выбраны измеренные параметры https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image594.gif.  При этом составлена и решена система уравнений узловых напряжений в форме баланса мощностей методом Ньютона. Сравнительные результаты измеренных и расчетных параметров приведены в таблице .

Слайд 30

Сравнительные результаты измеренных и расчетных параметров

В приведенном примере небалансы измеренных параметров для узлов составляют:

P1=2.23 %;   Q1=2.6%;     P2=1.31 %;       Q2= 1.12%;        P3=0.96 %;       Q3= 2.64 %.

Как видно из таблицы расчетные и измеренные значения имеют различия из-за погрешности измерительной системы сбора информации, которая в свою очередь зависит от класса точности измерительных трансформаторов и класса точности аналого-цифровых преобразователей (АЦП) устройств телемеханики.

Слайд 31

При минимизации функции https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image600.gif

рассчитывается режим линий с учетом погрешностей измерительного тракта,

где V¯- измеренные параметры;

V(x)- расчетные параметры;

*R* - диагональная матрица, содержащая на диагонали дисперсии ошибок соответствующих измерений.

Базис, как и в первом случае, принимается для расчета в классическом варианте: https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image594.gif

Зная класс точности измерительных трансформаторов и АЦП, можно найти дисперсии ошибок измерений в случае нормального закона распределения

Слайд 32

В приведенном случае дисперсии ошибок измерений составили:

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image607.gif  
Тогда матрица весовых коэффициентов имеет вид:

Матрица  https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image611.gif имеет вид:

Слайд 33

Приняв  за фазовые углы напряжений в узлах https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image615.gif и https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image617.gif,  необходимо произвести минимизацию функции 4:

Путем подстановки полученных значений в уравнение  2 и 3 определяются невязки этих уравнений, и, если они больше порогового значения, производится вторая и следующие итерации расчетов.

Слайд 34

После трех итераций значения расчета 1 приведены в сравнительной таблице 2.

Таблица 2. Сравнительная таблица измеренных и расчетных значений при учете погрешностей измерительного тракта

В дальнейших расчетах в качестве базового режима рассматривается случай расчета 1, т.к. при этом соблюдается полный баланс, и здесь же учтены погрешности измерительной системы.

Слайд 35

При предположении, что с  узла 3 нет измерительной информации, задача расчета установившегося режима рассматривается в вероятностной постановке вопроса. При этом по заданному распределению исходных данных необходимо найти распределение вектора состояния, а по нему  - распределение всех остальных параметров режима. В случае не наблюдаемости узла 3 необходимо иметь математическое ожидание https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image621.gif и дисперсию https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image623.gif параметров *P3* и *Q3*.

Из статистического анализа исходных данных за предыдущий период времени, учитывающий времена суток, математическое ожидание и дисперсия параметров 3-го узла определены как https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image625.gif ;https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image627.gif  ;https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image629.gif ;https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image631.gif .

Путем подстановки в уравнение 4 значений https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image633.gif и https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image635.gif получаются следующие результаты расчета 2, приведенные в таблице 3.

Таблица 3. Сравнительная таблица измеренных и расчетных значений при расчете режима с вероятностной постановкой задачи для узла 3.

Слайд 36

Большое  расхождение расчетных и действительных параметров в табл.3 говорит о неприемлемости данного метода расчета для приведенной схемы.

Случай, когда вектор исходных данных избыточен по сравнению с базисом, приводит к переопределенной системе уравнений. Например, известны дополнительные параметры *P23* и *Q23* с имеющейся дисперсией ошибок измерения. В этом случае  вектор состояния выглядит как

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image637.gif

что позволяет дополнительно к уравнениям 2 и 3 добавить уравнения ;https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image639.gif, https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image641.gif

где P23, Q23, P31, Q31 - активная и реактивная мощности, вытекающие из узла в линию;

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image643.gif - активные и реактивные потери мощности в линии,

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image645.gif, где *Rkj* - активное сопротивление линии,

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image647.gif, где *Хkj* - реактивное сопротивление линии.

Слайд 37

Как известно, полная мощность, протекающая по линии в комплексной форме, выглядит [2]:

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image649.gif ,

где U¯k - комплексное число напряжения в узле *k*,

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image653.gif- сопряженное комплексное число тока в линии *kj*,

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image655.gif,https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image657.gif ,https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image659.gif  - сопряженные комплексные числа напряжений в узлах и проводимости линий *kj*.

При разложении полной мощности на составляющие действительной и мнимой частей комплексного числа получается  зависимость активной и реактивной мощностей от напряжений:

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image661.gif;

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image663.gif,

где https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image665.gif- действительная составляющая напряжения узла,

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image667.gif- мнимая составляющая напряжения узла,

https://top-technologies.ru/snt/i/2006/8/image669.gif- активная и реактивная проводимости линии.

Слайд 38

На основе полученных уравнений, при минимизации функции 4, получается результат, приведенный в таблице 4.

Таблица 4. Сравнительная таблица расчетных значений при определении режима с избыточным вектором исходных данных и ненаблюдаемым узлом 3.

Где *K(%)* - процентное соотношение разности величин между расчетным значением базового режима и расчета с вероятностной оценкой значений параметров третьего узла.

Анализируя результаты расчетов (табл.4), можно сделать вывод о приемлемости использованного алгоритма для определения режима энергосистемы в условиях вероятностной обработки данных нагрузок подстанций. Необходимыми условиями для применения этого алгоритма являются соблюдение баланса измеренных значений пограничных  и основных узловых подстанций и наличие избыточного вектора исходных данных в наблюдаемых узлах.

Следующий день

Слайд 39

Статический анализ безопасности энергосистемы

Расчеты установившихся режимов (УР) являются основными при решении задач, связанных с проектированием и эксплуатацией электрических систем (ЭС). Результаты этих расчетов используются при планировании режимов и оперативном управлении ЭС, а также служат базой для выполнения оптимизации, анализа устойчивости и надежности [1..10].

В настоящее время актуальность задач расчета установившихся режимов возросла и активно используется в автоматизированных системах диспетчерского и противоаварийного управления.

Появились также новые задачи, связанные с определением пределов и запасов статической устойчивости. Необходимость решения этих задач непосредственно в цикле управления ЭС на основе информации, получаемой по каналам телемеханики, потребовала разработки новых методов расчета УР в реальном масштабе времени.

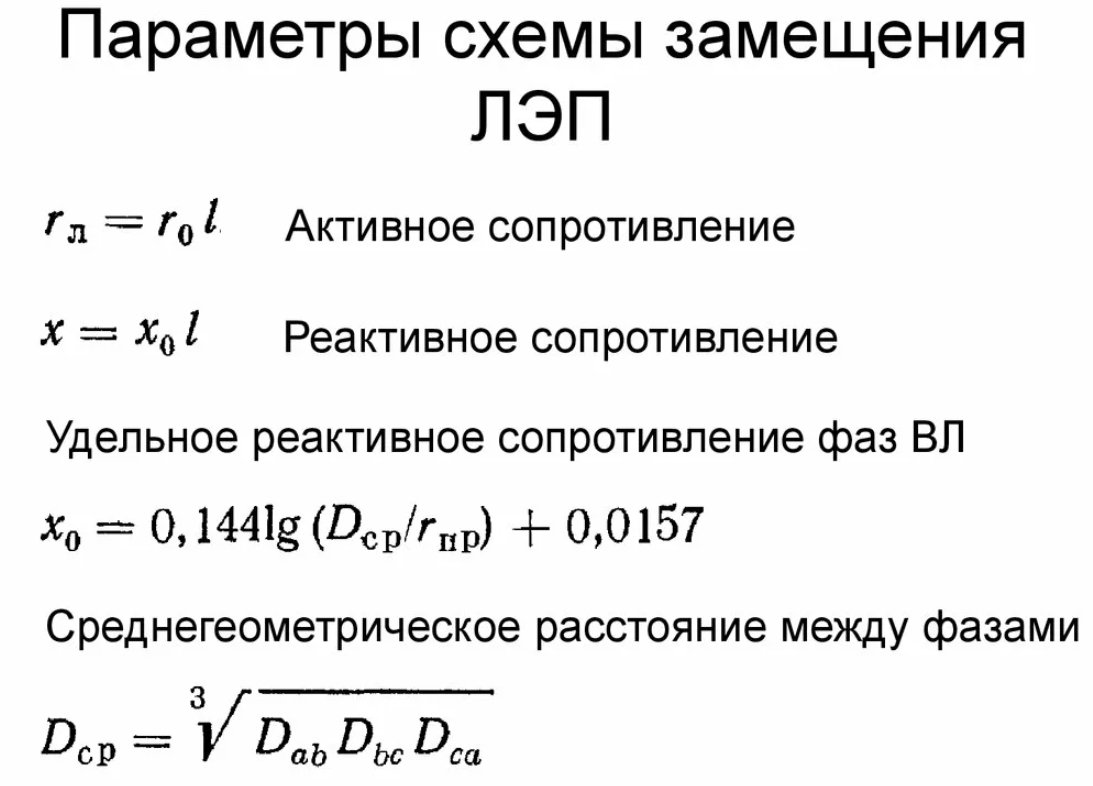
На рисунке показана статическая устойчивость двигателей нагрузки



Слайд 40

Исходную информацию, необходимую для расчета установившегося режима ЭС, можно разделить на три группы.

В первую входят параметры схемы замещения, к которым относятся: сопротивления линий электропередачи (ЛЭП), коэффициенты трансформации, шунты намагничивания и сопротивления трансформаторов, емкостные проводимости ЛЭП и индуктивные реакторов. Указанные элементы энергосистемы связывают в единую схему путем задания информации о топологии ЭС.



Вторую группу образуют данные о нагрузках ЭС, которые могут задаваться в виде эквивалентных шунтов, постоянных отборов мощности, статических характеристик, зависящих от напряжения и частоты.

Рисунок, график:

Электрическая нагрузка отдельных потребителей, а следовательно и суммарная их нагрузка непрерывно меняется, определяя режим работы электростанций в энергосистеме.

Этот факт отражается графиком нагрузки, то есть диаграммой изменения мощности электроустановки во времени.

Третья группа информации складывается из данных об источниках электроэнергии: активных мощностей P и модулей U напряжений синхронных генераторов (СГ), снабженных автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ); реактивных мощностей Q СГ, не имеющих АРВ; статизмов σ результатов скорости первичных двигателей и т.д.



Слайд 41

В результате расчета УР определяются модули Ui и фазы δi напряжений в узлах сети, перетоки (Pij, Qij) и потери (ΔPij, ΔQij) активных и реактивных мощностей, токи Iij в ЛЭП, частоты f в системе. В общем виде процесс преобразования информации при расчете установившегося режима можно представить в виде рис.1

Слайд 42

Процесс нарушения статической устойчивости характеризуется постепенным нарастанием тока и реактивной мощности по линии, снижением напряжения на подстанциях с последующим лавинообразным протеканием процесса и периодическими колебаниями таких электрических параметров, как токи, мощность, напряжения.

Нарушения статической устойчивости в энергосистемах происходят, главным образом, в послеаварийном режиме вследствие отключения одной из сильно загруженных параллельных линий. Кроме того, имеют место нарушения устойчивости, обусловленные понижением напряжения в приемной или передающей частях энергосистемы. Причиной нарушения статической устойчивости было также возникновение дефицита реактивной мощности в приемной системе конечной мощности.

В качестве средств повышения статической устойчивости могут также применяться отключение или управление реакторами (если такая возможность имеется), принудительная кратковременная форсировка возбуждения генераторов (у современных крупных турбогенераторов по условиям нагрева ротора длительность форсировки ограничивается временем 15—20 с) и форсировка продольной компенсации, снижающей суммарное ре­активное сопротивление (число таких устройств в на­стоящее время незначительно). Эффективным способом повышения статической устойчивости послеаварийного режима являются все виды АПВ.

Слайд 43

С ростом мощности энергосистем и энергообъединений растут и единичные мощности генераторов, при этом их параметры с точки зрения устойчивости менее благоприятны.

Поскольку отключение одной из параллельных линий в большинстве случаев происходит в результате к. з., разгрузка электропередачи путем отключения генераторов, аварийного регулирования турбин с последующим ограничением их мощности, деления станции предназначается как для обеспечения статической, так и синхронной динамической устойчивости. Естественно, что в целом, это процесс динамический, но поскольку в подав­ляющем большинстве подобных нарушений определяю­щим является статическая устойчивость в послеаварийном режиме после отключения одной из параллельных линий, оценим эти мероприятия только с точки зрения обеспечения статической устойчивости.

Цель перечисленных мероприятий — снизить переток по оставшимся в работе линиям до значений, допустимых по условиям статической устойчивости. Однако их эффективность существенно зависит от соотношения мощностей передающей и приемной энергосистем.

В случае если передающая и приемная энергосистемы соизмеримы по мощности или приемная энергоси­стема меньше передающей, то снижение генерируемой мощности в передающей системе малоэффективно, поскольку для уменьшения перетока в послеаварийном режиме на определенную величину потребуется в ряде случаев снижение генерируемой мощности передающей энергосистемы на величину, в несколько раз большую. При таких соотношениях более целесообразным может быть разделение передающей станции (энергосистемы) на две части при отключении одной из параллельных линий с выделением на оставшиеся связи такого числа генераторов, чтобы обеспечивались условия устойчивости.

Такой способ наиболее часто применяется в случае, когда в предаварийном режиме передающая станция или энергосистема работает на два направления, т. е. по схеме, которая относится к сложным структурам V (см.рисунок).

При возникно­вении аварийной ситуации, например отключении одной из параллельных линий, передающая крупная станция или энергосистема 1 делится с помощью выключателя В на две части, одна из которых передает мощность в энергосистему 2, другая в энергосистему 3, причем число выделенных генераторов на каждую передачу выбирается таким, чтобы обеспечивались условия устойчивости при передаче мощности в каждой из двух раз­делившихся частей.

Для выполнения этого условия раз­деление передающей станции обычно одновременно сопровождается отключением одного или нескольких генераторов, причем в этом случае отключение генераторов в отделившейся части оказывается более эффективным, чем аналогичное мероприятие в полной схеме, без разделения. Поскольку мощность каждой части разделившейся передающей энергосистемы меньше ее полной мощности. В качестве примера такой автоматики можно привести автоматику, установленную на Красноярской ГЭС, работающей на два направления — Братск и Кузбасс, которая произво­дит деление станции с одновременным отключением части генераторов при отключении одной из линий 500 кВ.

Слайд 44

К недостаткам данного способа следует отнести следующее. Деление станции или энергосистемы обычно приходится осуществлять на нескольких выключателях, что существенно усложняет выполнение этого мероприя­тия, снижает его надежность и при отказе одного из выключателей может привести к развитию тяжелой аварийной ситуации. В случае, когда мощность приемной энергосистемы соизмерима с мощностью передающей или в несколько раз меньше ее, т. е. в условиях, когда применение отключения генераторов или аварийного снижения мощ­ности турбин передающей энергосистемы нецелесообразно, а деление передающей станции (энергосистемы) или неэффективно, или существенно снижает надежность передачи, целесообразно для обеспечения устойчивости ориентироваться на мероприятия в приемной энергоси­стеме, в частности на отключение в ней части нагрузки, или, по крайней мере, сочетать мероприятия в передающей и приемной энергосистемах.

В тех случаях, когда нарушение статической устой­чивости может произойти или в результате отключения одной из параллельных линий без к.з., или при пони­жении напряжения на одном из концов электропереда­чи, или при увеличении передаваемой мощности (напри­мер, из-за отключения части местной нагрузки), пуск разгрузочной автоматики может осуществляться по раз­личным факторам. В качестве выявительных органов возможно применение реле, реагирующих на ток, актив­ную мощность, сопротивление или непосредственно на угол *δ*. Зависимости изменения электрических параметров при изменении угла *δ* показаны на рисунке.

На рисунке Показаны Зависимости изменения электрических параметров при из­менении угла

а — активная мощность (1) и ток линии (2);

б — сопротивление на зажимах реле полного сопротивления;

1 — в электрическом центре качаний,

2 — в точке приложения э.д.с.,

3 — в промежуточной точке.

Недостатком автоматики, реагирующей на активную мощность электропередачи, является то, что она может не действовать при нарушениях устойчивости, вызван­ных снижением напряжения на одном из концов элек­тропередачи или отключением одной из параллельных линий, поскольку при этом предел передаваемой мощ­ности снижается, а автоматика, настроенная на определенный переток мощности, который остается неизмен­ным, не реагирует на это.

Слайд 45

Наиболее универсальной автоматикой, предотвра­щающей нарушение статической устойчивости незави­симо от причин этого нарушения, является автоматика, реагирующая на угол [14]. Эти устройства автома­тики измеряют угол между векторами напряжения по концам электропередачи и, если этот угол превышает заданное значение, производят разгрузку или отключе­ние генераторов. Вектор э.д.с. или напряжения (точнее их фаза) получается или с помощью телеизмерения, или с помощью, так называемой фантомной схемы.

Автоматику, используемую в энергосистемах для обеспечения устойчивости, по назначению можно разделить на следующие виды: автоматика повышения статической устойчивости, автоматика повышения синхронной динамической устойчивости, автоматика ресинхронизации, автоматика локализации аварий, автоматика восстановления нормальной схемы и режима.

По принципам выполнения автоматика может быть разделена на следующие группы: автоматика программного действия, осуществляющая заранее выбранное воздействие без контроля за протеканием процесса; режимная автоматика, осуществляющая воздействие после анализа аварийной ситуации и режима системы; устройство автоматического регулирования или ограничения; самонастраивающаяся автоматика.

Чем меньше доля человека в управлении режимом и чем больше управление автоматизировано, тем выше уровень устойчивости. Это положение справедливо лишь при условии, что быстрота, надежность и «разумность» действий автоматики не ниже, чем у хорошего опытного диспетчера.

Слайд 46

Автоматика различного назначения и различного выполнения воздействует на одни и те же элементы энергосистемы. Поэтому в ряде случаев одна и та же автоматика может выполнять несколько функций.

К автоматике повышения статической устойчивости относятся устройства: автоматического регулирования возбуждения (АРВ); автоматического повторного включения, повышающего предел устойчивости в послеаварийном режиме (трехфазное, быстродействующее, однофазное - ТДПВ, БАПВ, ОАПВ); автоматической частотной разгрузки (ЛЧР), предотвращающей «лавину частоты»; автоматического регулирования или ограничения перетоков мощности (АРПМ), изменяющие мощности турбин и позволяющие работать с меньшим запасом устойчивости; автоматического отключения генераторов в передающей системе при приближении к пределу статической устойчивости; автоматического отключения нагрузки в приемной системе при приближении к пределу статической устойчивости (по мощности или напряжению); автоматического управления конденсаторами продольной компенсации; автоматического разде­ления энергосистемы или станции при приближении к пределу статической устойчивости.

Для повышения синхронной динамической устойчивости применяются: АРВ, БАПВ, ОАПВ, аварийное регулирование паровых турбин и отключение генераторов в передающей части системы, разделение станции, работающей на два направления.

К автоматике ресинхронизации относятся: АПВ линий, устройства воздействия на систему регулирования турбин, устройства отключения синхронных компенсаторов (СК) в приемной части системы, отключения части нагрузки (чаще всего АЧР), устройства частотного пуска гидрогенераторов и перевода агрегатов из режима СК в режим выдачи активной мощности.

Слайд 47

Для локализации аварий используются: аварийное регулирование турбин (для разгрузки электропередач), отключение генераторов, делительная автоматика (действующая до появления асинхронного хода или прекращающая асинхронный ход).

Для восстановления нормальной схемы и режима применяются: самозапуск двигателей, самосинхронизация генераторов, АПВ с самосинхронизацией (АПВС), несинхронное АПВ (НАПВ), АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС), АПВ по частоте (ЧАПВ), пуск гидрогенераторов при понижении частоты, перевод агрегатов из режима СК в режим выдачи активной мощности.

Принципы выполнения автоматики определяют такие ее характеристики, как приспособляемость к режиму и схеме, эффективность использования возможностей управления и селективность. В разных случаях важны те или иные из этих характеристик, и это во многом определяет выбор автоматики. Так, при регулировании возбуждения селективность практически не играет роли, а при отключении нагрузки или генераторов это очень важная характеристика; аварийное управление турбиной должно иметь хорошую приспособляемость к режиму и схеме и т. д.

Слайд 48

Наиболее простым видом автоматики является автоматика программного действия, т. е. такая автоматика, которая работает по заранее заданной программе при возникновении какого-либо события (например, АПВ линий, отключение генераторов при появлении тока нулевой последовательности, релейная форсировка возбуждения).

Более сложным (зато более селективным) видом автоматики является режимная автоматика, действие которой происходит только в том случае, если этого требует режим системы (например, отключение генераторов при понижении напряжения прямой последовательности с контролем мощности предшествующего режима, разгрузка генераторов по набросу мощности с контролем мощности предшествующего режима и т. п.).

Слайд 49

Пример допустимых перетоков в сети 220-500 кВ

Слайд 50

Для энергосистем различной структуры характерны разные причины нарушений синхронизма. Для энергосистем простой типовой структуры это, в основном, превышение предела статической устойчивости при отключении одной из параллельных линий или понижении напряжения на одном из концов линии при потере возбуждения или ошибочном его понижении. Для слабых связей и более сложных структур частыми причинами нарушений синхронизма являются превышения предела статической устойчивости вследствие медленных изменений или нерегулярных колебаний мощности, вследствие превышения предела статической устойчивости в послеаварийном режиме, а также из-за возникновения внезапных небалансов мощности, вызванных отключением линий, генераторов или нагрузки внутри соединяемых энергосистем. Нарушения синхронной динамической устойчивости слабых связей практически не имеют места. В энергосистемах сложной структуры наблюдаются случаи нарушения устойчивости, вызванные асинхронным ходом по соседним электропередачам.

Наибольшее количество нарушений устойчивости приходится на дефицитные и сложные энергосистемы. Это является прямым следствием происходящего процесса объединения энергосистем на параллельную работу, создания крупных энергообъединений, в которых, с одной стороны, возрастает число энергорайонов и энергосистем, получающих значительную часть мощности из энергообъединений (дефицитные энергосистемы), и, с другой стороны, следствием того, что режимы и процессы, происходящие в энергосистемах сложного энергообъединения, как уже указывалось выше, взаимосвязаны и взаимообусловлены.

Характерной особенностью сложных энергообъединений является возможность развития цепочечных (каскадных) нарушений устойчивости. Возникнув в одном из районов энергообъединения, нарушение, если оно быстро не локализовано, может распространяться, охватывая новые энергосистемы и районы, вплоть до всего энергообъединения.

Наибольшее число нарушений приходится на сеть 110—220 кВ, в связи малой пропускной способности. Сравнительно небольшое число нарушений синхронизма в системообразующей сети 330—500 кВ определяется ее большей пропускной способностью и более высоким уровнем оснащения противоаварийной автоматикой.

Слайд 51

Определенный интерес представляет также анализ первичных причин, вызвавших возникновение и развитие аварийной ситуации, сопровождавшейся нарушением устойчивости. Так, например, первопричинами нарушения синхронизма, явились следующие:

- отключение линий, автотрансформаторов, трансформаторов вследствие отключения линий из-за к.з. при грозе, дожде, пожаре, сильном ветре, в результате наброса постороннего предмета, перекрытия изоляции на посторонний предмет, из-за отключения трансформаторов и автотрансформаторов в результате действия их защит (газовой и др.);

- отказ или неправильные действия релейной защиты и противоаварийной автоматики;

- отключение или снижение мощности блока, котла, собственных нужд электростанции;

- повреждение или отказ оборудования — из-за повреждения (разрушения) опорных изоляторов, обрыва гирлянды изоляторов;

- медленное превышение предела передаваемой мощности из-за нарастания нагрузки и опоздания в ограничении потребителей.

Рассмотрим вопрос о том, какова вероятность возникновения различных видов к. з. и вероятность повреждения линий. Подавляющее большинство при этом (90—95%) составляют однофазные замыкания. Двухфазное к. з. на землю является, как правило, расчетным и для сетей 500 кВ.

Последствия нарушений устойчивости.

Сохранение устойчивости (в том числе и результирующей) требуется, прежде всего, для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей, поэтому последствия нарушений устойчивости оцениваются именно с этих позиций.

Вопрос об оценке ущербов, вызванных нарушением энергоснабжения потребителей, особенно при кратковременных перерывах питания, в настоящее время практически еще не решен. В связи с этим последствия от нарушений устойчивости не оцениваются по ущербу, что было бы желательным, а лишь сопоставляются по длительности перерывов питания, отключаемой мощности и т. п.

Слайд 52

В энергорайонах, потребляющих значительную часть мощности из энергообъединений, нарушения синхронизма наносят, как правило, значительный ущерб, связанный с необходимостью отключения части менее ответственных потребителей для сохранения в работе электрических станций дефицитного района и обеспечения питания более ответственных потребителей. На рисунке 1.1 в качестве примера показано изменение частоты в одном из дефицитных районов (Рген=0,47Рнагр) после нарушения устойчивости по связям 110 кВ этого района с энергообъединением вследствие отключения параллельных линий 220 кВ.

Слайд 53

При нарушении синхронной устойчивости в течение секунд и десятков секунд за счет сохранения результирующей устойчивости ликвидировалось 20% нарушений синхронизма.

Нарушения синхронной устойчивости между двумя энергосистемами, соединенными слабой связью, чаще всего не вызывают тяжелых последствий, поскольку возникающий при этом дефицит мощности в одной из систем обычно может быть покрыт без отключения потребителей за счет вращающегося резерва мощности. На рисунке 1.2 показана осциллограмма нарушения статической устойчивости по одной из слабых связей с последующей ресинхронизацией через 20 с за счет бы­строго вмешательства персонала, снизившего мощность в передающей системе [10].

Следует отметить, что быстрая ликвидация аварий в энергосистемах сложной структуры может быть обеспечена только с помощью противоаварийной автоматики