

Лекция № 1 Автоматическое управление в электроэнергетических системах

1.1 Цели и задачи автоматизации управления

Единая энергетическая система (ЕЭС России) состоит из 6 параллельно работающих объединенных энергетических систем: Центра, Северо-Запада, Средней Волги, Северного Кавказа, Урала, Сибири, которые в свою очередь связаны с системами стран бывшего СССР и другими зарубежными странами. В состав ЕЭС России также входит объединенная энергетическая система Востока. В общей сложности на территории России функционирует 80 районных электроэнергетических систем.

Энергетические системы являются сложными комплексами, состоящими из большого числа разнообразных взаимосвязанных по режиму работы элементов. Обеспечение высоких технико-экономических показателей энергосистем немислимо без широкого внедрения устройств автоматики. Устройства автоматики помогают обслуживающему персоналу вести заданный технологический режим работы электростанций и сетей, повышают устойчивость работы энергосистем и надежность электроснабжения потребителей, ускоряют процесс ликвидации аварий.

Управление энергетическими системами осуществляется через автоматизированную систему диспетчерского управления (АСДУ) ЕЭС. Используя информацию о текущем и перспективном состоянии ЭЭС и графики нагрузки, планы проведения ремонтных работ, рекомендаций диспетчерских инструкций и других нормативных документов, диспетчерский персонал обеспечивает:

- выработку воздействий на управляемые объекты (регулирование режима ЭЭС по активной и реактивной мощности, включая регулирование графиков нагрузок электростанций);
- вывод оборудования в ремонт;
- ввод в работу нового оборудования;
- изменение схемы контролируемой сети;
- ликвидацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима ЭЭС.

Управляющие воздействия передаются диспетчерским персоналом на оперативно подчиненные объекты через диспетчерский персонал этих объектов или непосредственно на автоматизированную систему управления технологическим процессом и системы автоматического регулирования и управления энергообъектами с помощью устройств телеуправления.

Основной задачей управления в энергосистемах является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение.

Устройства автоматики можно разделить на две большие группы: устройства стационарной автоматики и устройства системной автоматики.

Основными устройствами автоматики, используемыми на электростанциях, являются:

- автоматика топливоприготовления и топливоподачи;
- автоматика ведения заданного режима котла и турбины;
- автоматика пуска и останова агрегатов;
- автоматическая синхронизация генераторов;
- автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин;
- автоматическое гашение поля синхронных машин;
- автоматическое распределение активной и реактивной нагрузок между генераторами электростанций;
- автоматическое распределение резерва.

К системной автоматике относятся:

- автоматическое распределение нагрузки между электростанциями энергосистемы;
- автоматическое регулирование частоты в энергосистеме;
- автоматическое регулирование напряжения в узловых точках системы;
- автоматическое повторное включение;
- автоматическая разгрузка по частоте;
- автоматическое включение резерва на подстанциях.

Регулятор пропорционального действия обычно осуществляет фазовое компаундирование с коррекцией напряжения. Основные недостатки такого способа регулирования – низкая надежность и ограниченная пропускная способность по току щеточного коллектора. Такие устройства регулирования широко применяются на синхронных генераторах резервных дизельных электростанций, используемых в сельских электрических сетях и в качестве источника питания – в системах бесперебойного электроснабжения.

Современные возбудители мощных синхронных генераторов строятся по иным принципам, чем П-регулятор. Такой возбудитель содержит обращенный (с обмотками переменного тока на роторе) многополюсный генератор GE (рисунок 1, б) и вращающийся (расположенный на валу синхронного генератора G) диодный выпрямитель VS, жестко соединенный с обмоткой возбуждения LG (бесщеточное возбуждение). Возбудитель управляется через тиристорный преобразователь VST автоматическим регулятором «сильного» действия AVPD. При этом питание цепи возбуждения обращенного генератора производится от индукторного генератора с самовозбуждением GEA и регулятором его возбуждения AVP.

Поскольку тиристорные возбудители являются практически безинерционными с ними реализуются ПД- и ПИД- алгоритмы автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности. При этом такие системы обеспечивают не только поддержание напряжения на шинах электростанции на заданном уровне и генерируемой реактивной мощности, но и повышение до максимально возможных уровней статической и динамической устойчивости параллельной работы электрических станций.

На электрических станциях в настоящее время эксплуатируются АРВ «сильного» действия, выполненные на магнитных усилителях, полупроводниковых и аналого-цифровых устройствах. В последние годы в ЭЭС стали поставляться цифровые микропроцессорные регуляторы возбуждения. Программное обеспечение на языке Assembler делает возможным функционирование АРВ с ПД- алгоритмом.

Цифровые АРВ, разработанные в последнее время в ГУП ВЭИ и ФГУП «НИИ Электронмаш», АО «Электросила», работает по ПИД- алгоритму на высокопроизводительных зарубежных микропроцессорах и обеспечивают бесщеточное автоматическое регулирование возбуждения синхронных генераторов с тиристорным возбудителем обращенного генератора и непосредственным тиристорным возбуждением.

Лекция № 2 Автоматическое регулирование частоты вращения и активной мощности синхронных генераторов

Известно, что нагрузка в местах потребления изменяется непрерывно. Зафиксированные через определенный интервал времени (обычно 1 час) значения нагрузки, составляют суточный график нагрузки данного потребителя или узла нагрузки. Суточный график характеризуется максимальной «пиковой», минимальной и средней нагрузками. Чем больше отклонение максимальной нагрузки от средней, тем меньше уплотнен график, тем больше диапазон изменения нагрузок агрегатов, регулирующих мощность.

Из отдельных графиков нагрузки узлов потребления составляются соответствующие графики нагрузки ЭЭС и ЕЭС. Изменение нагрузки в узлах потребления в основном имеет плановый (детерминированный) характер. Однако не исключаются случайные ее изменения и аварийные ситуации со значительными изменениями нагрузок.

Для поддержания системного баланса активной мощности необходимо регулирование частоты вращения агрегатов на электростанциях. Отклонение частоты в сторону снижения приводит к увеличению потерь и уменьшению надежности работы ряда элементов ЭЭС, повышение частоты отрицательно сказывается на режиме работы ЭЭС. Таким образом, частота является обобщенным системным параметром, характеризующим соответствие производства и потребления электроэнергии.

Частота электрической энергии в ЭЭС относится к одному из наиболее важных показателей качества электроэнергии. ГОСТ 32144-2013 устанавливает допустимые отклонения частоты Δf от номинального значения $f_{ном} = 50$ Гц равные $\pm 0,1$ Гц. Поддерживать частоту в столь жест-

ких пределах можно путем использования непрерывного автоматического управления частотой турбин и активной мощностью синхронных генераторов.

При рассмотрении вопросов автоматического регулирования частоты и активной мощности необходимо учитывать тип агрегатов, установленных на электростанциях. Гидрогенераторы могут изменять нагрузку быстро и в полном диапазоне от холостого хода до номинальной. Нагружение турбогенераторов происходит за достаточно продолжительный промежуток времени. С учетом этого тепловые и атомные электростанции практического участия в автоматическом регулировании частоты в ЭЭС не принимают. Они подвергаются регулированию по мощности и покрывают базовую часть графика нагрузки энергосистемы. Режим их работы определяется автоматическими регуляторами активной мощности с дополнительным воздействием по частоте. Автоматическое управление мощности сводится к равномерному распределению нагрузки электростанции между параллельно работающими турбогенераторами. На турбогенераторах применяют статические регуляторы частоты.

В противовес им гидрогенераторы, легко переносящие изменение нагрузки в широком диапазоне, покрывают случайно изменяющуюся часть нагрузки и снабжаются астатическими регуляторами частоты.

Помимо особенностей конструкции турбо- и гидрогенераторов следует учитывать режимы работы агрегатов на электростанциях. Производство электрической энергии на электростанциях осуществляется преобразованием одного вида энергии в другой. На тепловых и атомных электростанциях происходит трехступенчатое последовательное преобразование энергии: парогенератор – паровая турбина – синхронный генератор. Частота вращения генератора и развиваемая им мощность в общем случае зависят от качества энергоносителя, вводимого в турбину в единицу времени, его потенциальной энергии и КПД турбины. Характер изменения этих величин и их взаимосвязь зависят от режима работы агрегатов.

Существует три характерных режима работы агрегатов электростанций.

Работа агрегата на холостом ходу может быть при пуске и останове его, а также перед включением на параллельную работу. С точки зрения устойчивости, системы регулирования частоты вращения агрегата этот режим является самым тяжелым, поскольку отсутствует синхронизирующий момент в генераторе, способствующий сохранению устойчивости.

Работа агрегата (группы агрегатов) на изолированную нагрузку. В этом режиме изменение количества вводимого в турбину энергоносителя приводит к изменению частоты вращения и мощности агрегата.

Работа генератора в мощной ЭЭС. При таком режиме изменение мощности агрегата не может нарушить системный баланс мощности. В этом режиме изменение количества энергоносителя приводит к изменению мощности агрегата при постоянстве частоты вращения.

Изменение количества вводимого в турбину энергоносителя осуществляется регулирующим органом турбины: для паровых турбин – паровпускным (дроссельным) клапаном; для гидравлических турбин – направляющим аппаратом.

Для регулирования частоты вращения и развиваемой мощности, а также для выполнения других функций все паровые и гидравлические турбины снабжаются автоматическими регуляторами частоты вращения. Такие регуляторы функционируют по различным принципам и имеют различные конструктивные решения. По техническому исполнению регуляторы частоты турбогенераторов, как правило, бывают гидродинамическими, а гидрогенераторов – электрогидравлическими.

Структура автоматических регуляторов частоты вращения не очень сложна. Эти устройства функционируют по принципу пропорциональных регуляторов. Основными элементами регулятора частоты (рисунок 2) являются: измерительный преобразователь ИП, задающий элемент ЗЭ, элемент сравнения ЭС, преобразовательно-усилительный элемент ПУ, устройство обратной связи ОС. Воздействует регулятор на воспринимающий элемент ВЭ регулирующего органа РО турбины. У паровых турбин, как отмечалось ранее, это распределительные и дрессирующие клапаны, у гидравлических турбин – направляющий аппарат.

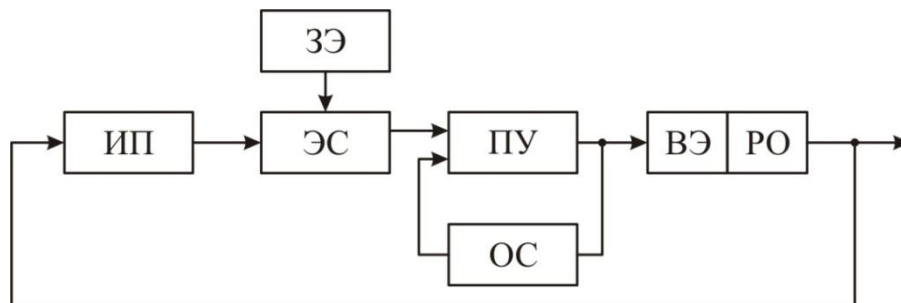


Рисунок 2 – Функциональная схема автоматического регулятора частоты вращения турбин

Типовой гидродинамический регулятор частоты паровых турбин тепловых электростанций выпускает АО «Ленинградский электромеханический завод» для турбогенераторов мощностью от 200 до 1200 МВт. Он выполнен на унифицированных гидродинамических функциональных элементах. Динамические свойства таких элементов описываются передаточными функциями апериодических звеньев, различающихся только постоянной времени. Интегрирующее звено отсутствует, поэтому автоматический регулятор относится к категории статических устройств пропорционального действия (П-регулятор).

Электрогидравлические регуляторы частоты гидрогенераторов состоят из двух частей – электрического регулятора частоты и гидравлической исполнительной части. Различают два основных вида таких регуляторов частоты: пропорционально-интегральный, выполняемый на транзисторах (ЭГР-М) и пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор на интегральных микросхемах (ЭГР-2И) или микропроцессорах (ЭГР-МП).

Автоматические регуляторы частоты гидротурбин из-за горизонтальности характеристик регулирования не могут распределять нагрузку между параллельно работающими агрегатами. Для этой цели используются специальные устройства – регуляторы активной мощности. Схема таких регуляторов представляет собой параллельное соединение ветвей с ЭДС измерительных преобразователей мощности параллельно работающих синхронных генераторов. Эквивалентное напряжение параллельно соединенных ветвей с одинаковыми проводимостями и отображает равную долю в покрытии нагрузки гидроэлектростанции каждым синхронным генератором.

Регуляторы частоты турбогенераторов благодаря наклонной характеристике регулирования обеспечивают определенное распределение нагрузки тепловой электростанции между параллельно работающими турбогенераторами на холостом ходу. Для того, чтобы сохранить мощности синхронных генераторов после восстановления частоты вращения, используются автоматические регуляторы активной мощности, которые воздействуют на регуляторы частоты, изменяют значение частоты, то есть перемещают статические характеристики регулирования в новое положение при сохранении определенности в распределении мощностей.

Основная задача автоматического управления активной мощностью турбогенераторов состоит в обеспечении оптимального по технико-экономическим показателям режима работы электростанции. Нагрузка электростанции, задаваемая автоматизированной системой управления ЭЭС, распределяется между турбогенераторами по технико-экономическому критерию – равенству относительного прироста расхода топлива. Поэтому автоматические регуляторы мощности турбогенераторов содержат современное цифровое вычислительное устройство, рассчитывающее задаваемую турбогенератору активную мощность. Как указывалось ранее, гидроэлектростанции и тепловые электростанции работают в разных режимах: гидроэлектростанции покрывают случайно изменяющуюся нагрузку и, благодаря астатическим регуляторам частоты, обеспечивают ее регулирование, то есть являются частотнорегулирующими.

Турбогенераторы с их статическими регуляторами частоты работают в переходных процессах изменения частоты практически с неизменной активной нагрузкой. Однако турбогенераторы участвуют в противоаварийном управлении активной мощностью электростанции частотой вращения турбогенераторов. Противоаварийное управление мощностью турбогенератора эффективно только при использовании быстродействующего регулятора активной мощности. Он воздействует непосредственно на регулирующие клапаны паровой турбины.

В настоящее время электрическая часть автоматизированных систем регулирования мощности разработана в микропроцессорном исполнении и обеспечивает реализацию помимо основных ряда дополнительных функций.

Лекция № 3 Автоматическая частотная разгрузка электроэнергетической системы

Особенностью режима работы энергосистем является равенство в каждый данный момент мощностей источников энергии сумме мощностей нагрузки и потерь $P_r = P_n + \Delta P$.

В аварийных ситуациях происходят резкие значительные изменения нагрузки, при этом в отдельных частях могут возникнуть дефициты или избытки генерируемых мощностей. Возникающий дефицит мощности в той или иной мере компенсируется автоматическим частотным пуском резервных гидрогенераторов и переводом их из компенсаторного режима в генераторный. Однако эти мероприятия требуют времени (автоматический пуск резервного гидрогенератора с набором нагрузки занимает 50 – 90 с). За это время частота в системе может значительно измениться. Не принятие быстрых и эффективных мер при аварийной ситуации может привести к нарушению устойчивости частей системы, отключению ряда станций и узлов нагрузки, то есть к системной аварии.

Глубокое снижение частоты создает опасность «лавины напряжения» вследствие повышения потребления реактивной мощности в узлах нагрузки из-за снижения частоты, а также уменьшения генерируемой реактивной мощности в связи с реакцией некоторых автоматических регуляторов и систем возбуждения генераторов на снижение частоты. При этом происходит массовое самоотключение электроприемников из-за действия защит минимального напряжения и отключения магнитных пускателей. В числе отключенных могут быть и ответственные потребители.

Для поддержания номинальной частоты в аварийных ситуациях производится автоматическая разгрузка по частоте путем отключения части менее ответственных потребителей.

Поскольку автоматическая частотная разгрузка наносит ущерб потребителям, устройства, реализующие ее, должны обладать соответствующим быстродействием и быть адаптированными к возникающему дефициту мощности.

Обычно система автоматической частотной разгрузки состоит из трех комплектов – АЧР I, АЧР II и АЧР III, действующих в определенных диапазонах изменения частот. Каждый из комплектов приходит в действие при снижении частоты до определенного уровня. Наиболее распространенным и эффективным является устанавливаемый на подстанциях комплект АЧР I, состоящий из $N = 10-20$ мгновенно действующих реле и охватывающий диапазон частот от 48,5 до 46,5 Гц. Обычно уставки реле отличаются на 0,1 Гц.

Если в течение некоторого времени, начиная с $t_1 = 5$ с, частота не восстанавливается до близкой к номинальной, то в работу вступает второй комплект по частотной разгрузке АЧР II, имеющий не более 5 уставок по времени ($\Delta t = 5$ с) и одну и ту же частоту срабатывания $f_2 = 49,2$ Гц. Временные графики, характеризующие работу АЧР I и АЧР II, показаны на рисунке 3.

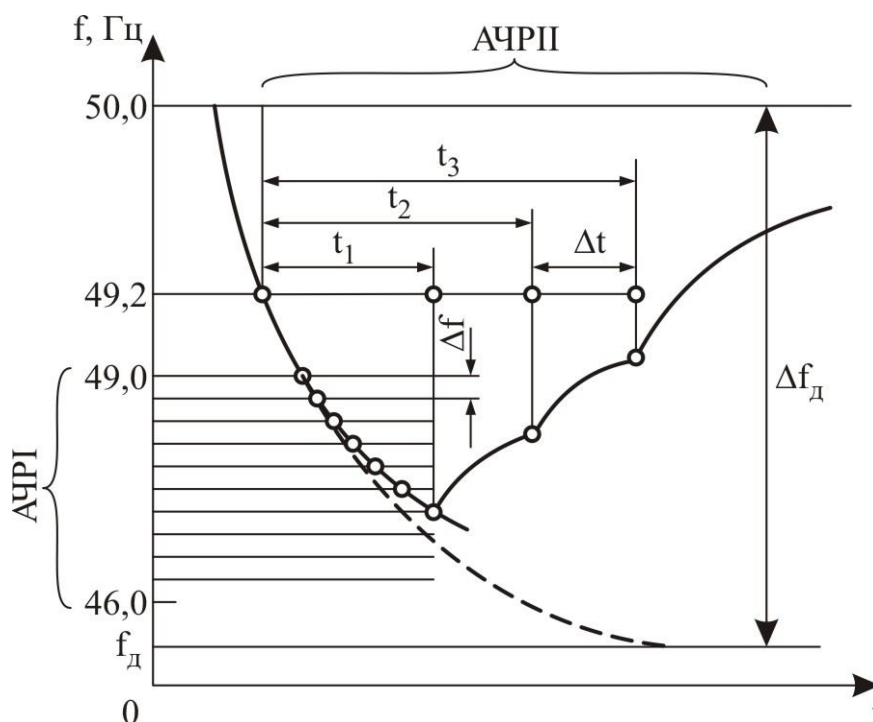


Рисунок 3 – Характер изменения частоты при действии очередей АЧР I и АЧР II

АЧРП имеет нарастающую выдержку времени и предназначена для подъема частоты и введения ее в зону 49,2–50 Гц.

Комплект АЧРП применяется на подстанциях в энергодефицитных районах, в которых возможно быстрое снижение частоты до уровня 45 Гц. Он работает в зависимости от скорости изменения частоты.

В эксплуатации находятся различные разновидности релейно-контактных устройств АЧР. Основным их элементом является измерительное реле частоты. До недавнего времени промышленностью выпускались полупроводниковые измерительные реле частоты РЧ1. В настоящее время выпускаются аналого-цифровые измерительные устройства. Перспективным является применение микропроцессорных систем автоматической частотной разгрузки. В НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА», ЗАО «РАДИУС Автоматика» и ООО «ИЦ «БРЕСЛЕР» разработаны цифровые микропроцессорные комплектные устройства автоматической частотной разгрузки. Блок измерительных реле в таких системах состоит из 8 или 4 программируемых высокоточных измерительных реле SPAF, функционирующих с учетом скорости изменения частоты и снижения (повышения) напряжения. Реле типа SPAF осциллографируют аварийные процессы и имеют интерфейс с оператором через алфавитно-цифровой дисплей, обладают свойствами адаптации, самодиагностики и другими характерными для цифровых программных устройств сервисными возможностями.

Лекция № 4 Автоматическое повторное включение

Практика эксплуатации оборудования электрических станций и сетей показала, что не все повреждения, возникающие в электроустановках, связаны с разрушением изоляции и значительная часть из них ликвидируется после отключения поврежденного участка, то есть они носят неустойчивый, проходящий характер. Такие повреждения возможны в результате перекрытия изоляции от атмосферных перенапряжений при грозе, схлестывании проводов во время сильного ветра и сбрасывания гололеда, «набросах» на провода ВЛ и т. п. Повреждения без разрушения изоляции случаются и на сборных шинах и выводах оборудования станций и подстанций и даже в кабельных сетях (выводы кабельных воронок, сборки трансформаторных пунктов и т. п.).

При достаточно быстром отключении линии электрическая дуга в месте повреждения гаснет, не успевая вызвать существенного повреждения, препятствующего повторному включению линии под напряжение. В связи с этим в ЭЭС широко используют специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Устройства АПВ впервые в мировой практике были разработаны и внедрены в СССР.

Если после повторного включения электроснабжение потребителей восстанавливается, то АПВ называют успешным, если нет – неуспешным.

По статистическим данным для ВЛ большая часть коротких замыканий является неустойчивыми (самоликвидирующимися), поэтому процент успешных АПВ для них составляет следующие величины: первое – 60–80 %, второе – 10–15 %, третье – 1,5–3 %. Для кабельных линий первое АПВ успешно в 45–55 % случаев и для оборудования – 65–75 %. В основном применяются одно и двухкратное АПВ.

Высокая эффективность АПВ (в среднем более одного успешного действия в год на каждое устройство) и низкая их стоимость обусловили обязательность установки таких устройств на выключателях линий электропередачи (особенно воздушных), шинах и секциях шин электрических станций и подстанций, трансформаторах и даже синхронных генераторах.

Главное требование, предъявляемое к АПВ, его быстродействие. В тоже время устройство АПВ должно иметь выдержку времени, отстроенную от времени деионизации среды $t_{д. с}$, то есть $t_{АПВ} > t_{д. с}$, а также от времени готовности выключателя к повторному включению. Время деионизации определяется временем, необходимым для восстановления диэлектрической прочности воздушной изоляции в области горения электрической дуги короткого замыкания. ($t_{д. с} = 0,2–0,5$ с). У воздушных выключателей время их готовности практически равно нулю, а у масляных достигает 0,3–0,4 с. В результате $t_{АПВ} = 0,5–1$ с.

Помимо быстродействия к АПВ предъявляется и ряд других требований: кратность действия не выше заданной; автоматический возврат в состояние готовности после успешного АПВ; недействие при оперативном включении выключателя; возможность автоматического запрета АПВ при срабатывании определенных видов защит или автоматики, например газовой защиты трансформатора.

По числу фаз, которые отключаются при коротком замыкании, а затем включаются повторно, АПВ бывают трехфазные и однофазные. В сетях напряжением 6–35 кВ однофазные АПВ не применяются. Они используются на линиях сверхвысокого напряжения 500 кВ и выше, на которых действует пофазное управление выключателями.

Устройство АПВ работает в едином комплексе с релейной защитой (рисунок 4).

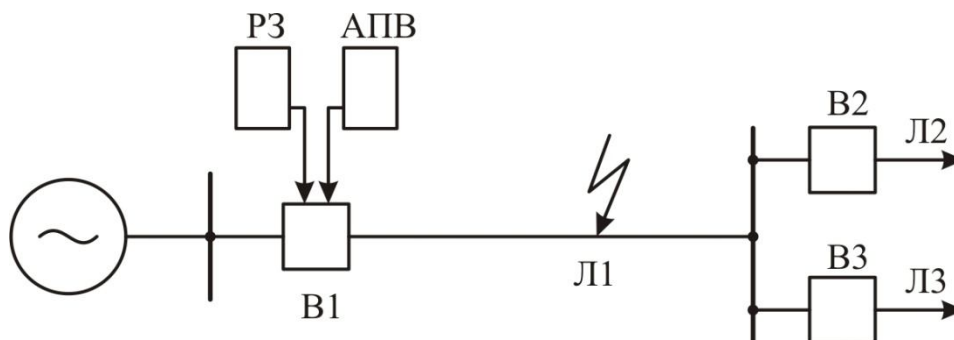


Рисунок 4 – Совместная работа релейной защиты и АПВ

При возникновении короткого замыкания на линии Л1 срабатывает релейная защита линии и отключается выключатель В1. Через некоторый промежуток времени $t_{АПВ}$ устройство АПВ вновь включает линию. Если короткое замыкание самоликвидировалось, то включение линии будет успешным и она останется в работе. Если же короткое замыкание оказалось устойчивым, то после включения выключателя В1 линия вновь отключается релейной защитой и остается в отключенном состоянии до устранения повреждения ремонтным персоналом. В случае установки на линии АПВ двукратного действия производятся две попытки включить ее в работу. При двукратном АПВ к приводу выключателя и к конструкции самого выключателя предъявляются более жесткие требования, чем при однократном АПВ.

Устройство АПВ включается специальным переключателем. Готовность АПВ к действию наступает через 10–20 с после ввода его в работу. Это время определяется временем заряда конденсатора АПВ. На линиях с двухсторонним питанием устройств АПВ при необходимости выполняют с контролем синхронизма напряжений с обеих сторон. В этом случае АПВ дополняется специальным синхронизатором.

Оборудование линий электропередачи воздушными и вакуумными выключателями и безинерционными высокочастотными устройствами релейной защиты, мгновенно отключающими оба конца линии, позволило создать устройство быстродействующего АПВ, которое пока что не нашло должного распространения в электрических сетях из-за ряда проблем, возникающих при его использовании в сетях с двухсторонним питанием (неучет вероятности повторного зажигания электрической дуги в месте короткого замыкания; утяжеление возмущающего воздействия на ЭЭС от устойчивого короткого замыкания, повторно включаемого двумя выключателями и т. д.).

В эксплуатации в настоящее время находятся устройства АПВ на основе электромеханических реле типа РПВ-58, РПВ-258 и РПВ-358, а также микроэлектронные реле РПВ-01 и РПВ-02, выполненные на интегральных микросхемах и имеющие унифицированную конструкцию.

Микропроцессорная реализация АПВ осуществляется многофункциональными интегрированными микропроцессорными автоматическими устройствами противоаварийных отключений и включений, например, разработанных ЗАО «РАДИУС Автоматика» терминалом «Сириус-АЧР». Указанное устройство включает автоматику частотной разгрузки, интегрированной с частотным автоматическим повторным включением. Лицевая панель терминала «Сириус АЧР» показана на рисунке 5.

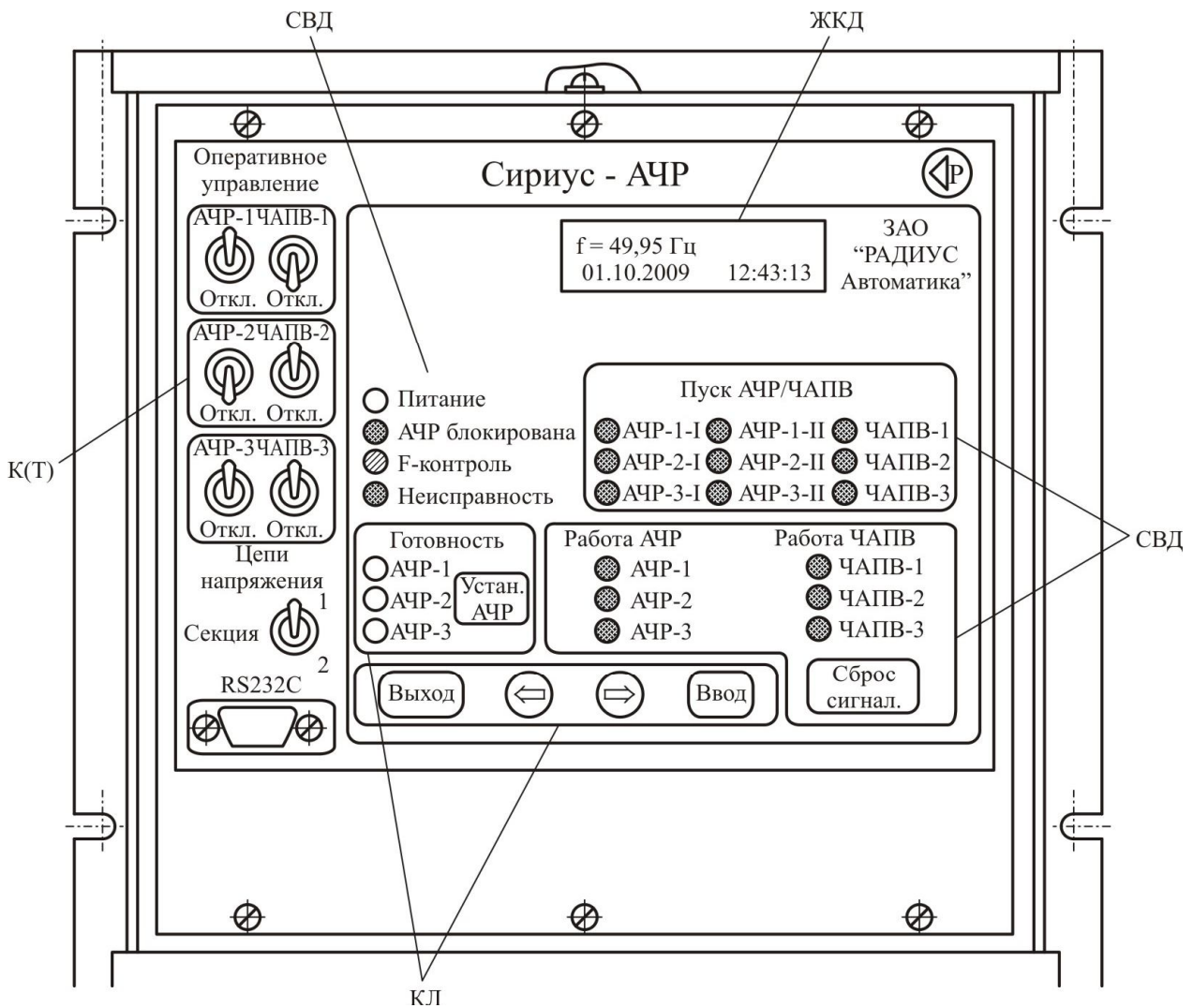


Рисунок 5 – Лицевая панель терминала «Сириус АЧР»

Функциональная схема программной автоматики повторного включения терминала приведена на рисунке 6.

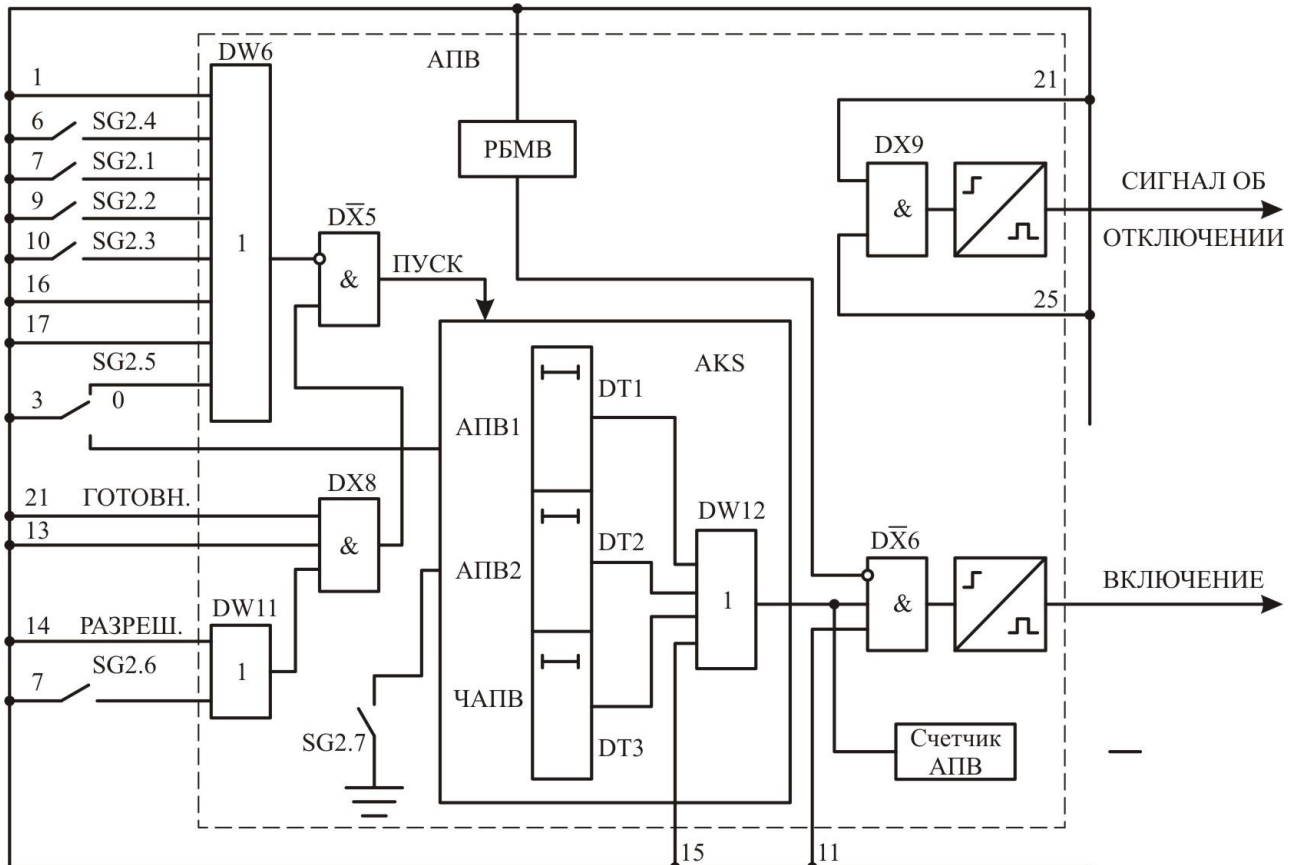


Рисунок 8.6 – Функциональная схема программной автоматики повторного включения

Автоматика повторного включения выключателя, отключенного защитой, действует при отсутствии сигнала ЗАПРЕТ (операция DX5), поступающего через элемент DW6. Автоматическое повторное включение производится по сигналу ПУСК, формируемому при несоответствии состояния выключателя (отключен) и положения ключа управления (зафиксирована команда на включение выключателя). Сигнал ПУСК формируется операциями DX8 и DW11 при наличии дискретных логических сигналов 1 на их входах: от реле фиксации команды включения (РФК) выключателя ключом управления (цепь 21) – сигнал ГОТОВНОСТЬ; от реле отключенного положения выключателя РПО (цепь 13); от ключа управления АПВ (цепь 14) – сигнал РАЗРЕШЕНИЕ.

Ключом SG2.6 может разрешаться повторное включение внешней противоаварийной автоматики (цепь 7). По цепи 3 может производиться прямой пуск АПВ от автоматики частотной разгрузки (через ключ SG2.5). Программное реле AKS повторного включения двукратного действия. Второй цикл АПВ2 вводится ключом SG2.7. Повторное включение выключателя производится с выдержкой времени таймеров DT1 (АПВ1), DT2 (АПВ2) и DT3 (ЧАПВ) через элемент DW12. Время готовности АПВ к новому действию 20 с.

Прохождение сигнала АПВ и сигнала дистанционного управления выключателем (операция DW12 цепь 15) контролируется операцией $\overline{DX6}$ наличия питания (цепь 11) и отсутствия на инверсном входе $\overline{DX6}$ логической единицы реле блокировки от многократных включений выключателя РБМВ. Формирователем F3 и операцией совпадения сигналов DX9 по цепям 21 (от РФК) и 25 (от РПО) выдается сигнал об аварийном отключении выключателя в цикле АПВ.

Воздействие на включение выключателя формируется при готовности цепей управления (операция DX5 на схеме не показана) электромагнитным реле, возбуждаемым на достаточное для включения время формирователем импульса F1.

Лекция № 5 Автоматическое включение резерва

Согласно ПУЭ потребители и электроприемники первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания. Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника. При этом может быть несколько вариантов работы источников питания: оба источника включены параллельно; один из источников является рабочим, а второй (резервный) автоматически вводится при исчезновении напряжения от основного источника. Автоматическая операция по смене источников питания называется автоматическим включением резерва (АВР).

Обязательным является установка АВР на выключателях резервных трансформаторов собственных нужд электростанций, а также на выключателях резервных масляных насосов и насосов, питающих водой парогенераторы, на вентиляторах топок парогенераторов и другом ответственной оборудовании, обеспечивающем нормальное функционирование электростанций.

В сельских электрических сетях напряжением 6–35 кВ, как правило, используются радиальные схемы одностороннего питания потребителей, в которых имеющиеся источники электроснабжения (питающие линии, трансформаторы на подстанциях) работают раздельно. Одним из основных способов повышения надежности сельских электрических сетей является использование АВР. В системах сельского электроснабжения устройства АВР применяют в основном на двухтрансформаторных подстанциях напряжением 110–35/10 кВ и на линиях 10 кВ, работающих в условно замкнутом режиме. Однако устройства АВР применяют и в сетях напряжением до 1000 В – на подстанциях 10/0,4 кВ, линиях напряжением 0,38 кВ, при использовании резервных дизельных электростанций.

Учитывая массовое использование таких устройств, по конструкции они должны быть достаточно простыми и надежными. При этом устройство АВР должно подключать резервный источник питания (трансформатор, линию, дизельгенераторный агрегат) при исчезновении на-

пряжения от основного источника по любой причине. Исчезновение напряжения на шинах нагрузки может быть вызвано короткими замыканиями в сети высшего напряжения, в рабочем трансформаторе на его шинах низшего напряжения и в присоединенной к шинам распределительной сети, а также при произвольном отключении одного из выключателей рабочего трансформатора.

Пуск в действие АВР может осуществляться с помощью реле минимального напряжения, контролирующего напряжение на отдельных секциях шин, или совместным действием этого реле и реле понижения частоты, что обеспечивает действие АВР в пределах 0,2–1 с после прекращения питания. Операция АВР должна быть только однократной ввиду возможности устойчивых коротких замыканий на шинах. При этом включение резерва может осуществляться только после отключения выключателя рабочего питания во избежание включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание в тракте рабочего питания.

Включение резервного источника должно происходить после деионизации среды в случае неустойчивого короткого замыкания $t_{\text{АВР}} > t_{\text{д. с}}$. Время перерыва питания, однако, должно быть не больше допустимого времени по условиям самозапуска двигателя $t_{\text{АПВ}} < t_{\text{доп. з}}$.

В настоящее время в эксплуатации находятся различные релейно-контакторные АВР, которые органически входят в состав цепей управления выключателями. Разработана и реализована схема быстродействующего АВР на микроэлектронных элементах для подстанций, питающих мощные синхронные электродвигатели водонасосных или нефтеперекачивающих станций, выпадение из синхронизма которых в цикле АВР приводит к гидравлическим ударам с разрывом магистральных трубопроводов и авариям с экологическими последствиями.

Существенно улучшить быстродействие АВР можно, используя микропроцессорный пусковой орган, который практически безынерционен. В этом случае при использовании быстродействующих вакуумных выключателей микропроцессорное устройство АВР значительно эффективнее его аналоговых прототипов.

Микропроцессорные устройства АВР входят в состав нескольких разработанных в последнее время многофункциональных интегрированных устройств противоаварийной автоматики в НТЦ «МЕХАНОТРОНИКА», ЗАО «РАДИУС Автоматика» и ООО «ИЦ «Бреслер».

Лекция № 6 Автоматическое включение синхронных генераторов на параллельную работу

На электрических станциях обычно устанавливается несколько агрегатов, работающих параллельно. В сельском хозяйстве широко используются резервные дизельные электростанции, которые также могут включаться на параллельную работу с сетью и между собой.

Одним из важных вопросов параллельной работы является операция подключения генератора к общим шинам, на которые уже работают другие генераторы.

При включении синхронных машин на параллельную работу с электрической системой или с другими машинами возникает ток включения и вызванный им электромагнитный момент на валу, воздействие которых на машину может оказаться недопустимым. После включения в зависимости от способа его осуществления могут возникать качания или кратковременный асинхронный ход. Для успешного включения синхронного генератора в сеть необходимо, чтобы толчок уравнивающего тока и колебания напряжения на шинах в момент включения не превышали допустимых величин, а ротор включаемого генератора втягивался в синхронизм без длительных качаний.

Процесс выравнивания напряжения, частоты и выбор момента включения синхронного генератора в общую сеть называется синхронизацией.

Применяются два основных способа синхронизации: точная синхронизация и самосинхронизация.

При включении генератора способом точной синхронизации генератор разворачивается до скорости, близкой к синхронной, возбуждается и его напряжение устанавливается равным напряжению сети. Включение генератора производится в момент совпадения фаз напряжения

генератора и сети. При включении генератора способом самосинхронизации генератор разворачивается до скорости, близкой к синхронной, и включается в сеть невозбужденным, после чего включается обмотка возбуждения генератора и он синхронизируется с общей сетью.

Точная синхронизация. При включении возбужденного генератора в сеть в общем случае при неравенстве ЭДС генератора и напряжения сети ($\underline{E}_r \neq \underline{U}_c$) в цепи потечет уравнивающий ток. Схема замещения генератора и сети для этого случая представлена на рисунке 7, б.

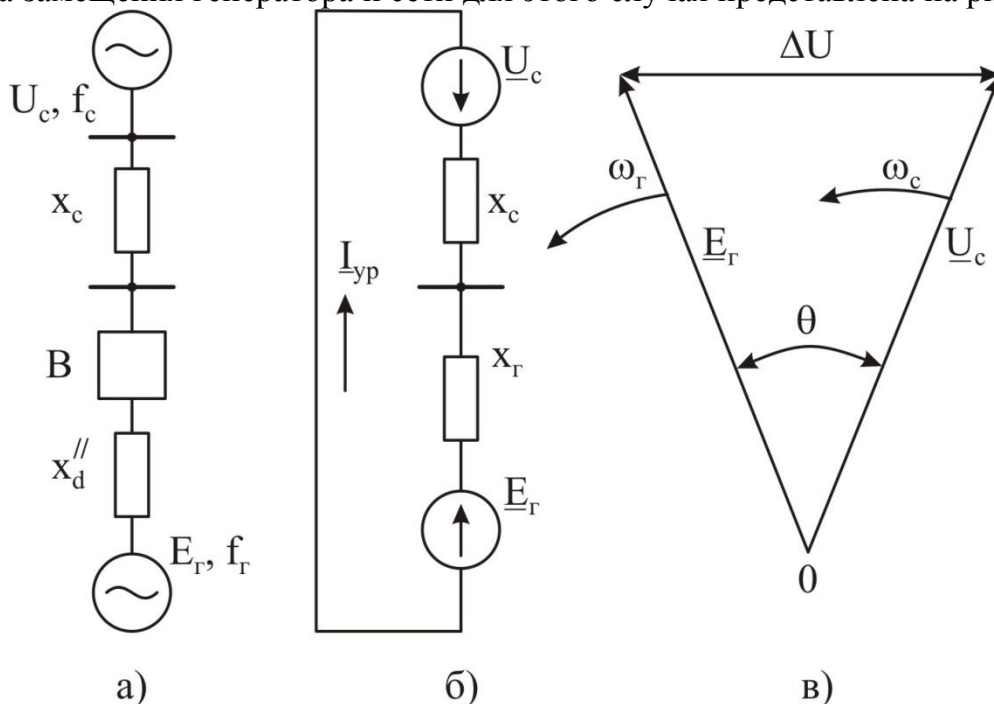


Рисунок 7 – К включению генератора на параллельную работу:

а – электрическая схема, б – схема замещения, в – диаграмма напряжений

На схеме (рисунок 7) приняты обозначения: x_c и x_r – сопротивление сети и генератора. При этом сопротивление генератора принимается равным сверхпереходному индуктивному сопротивлению $x_r = x_d''$.

Для схемы замещения при $f_c \approx f_r$ можно записать уравнение

$$\underline{U}_c - \underline{E}_r = \underline{I}_{ур} \underline{Z}_\Sigma, \quad (6.1)$$

где \underline{Z}_Σ – суммарное сопротивление сети и генератора.

Из уравнения 6.1 находим

$$\underline{I}_{ур} = \frac{\underline{U}_c - \underline{E}_r}{\underline{Z}_\Sigma} = \frac{\Delta U}{\underline{Z}_\Sigma}. \quad (6.2)$$

Амплитудное значение тока в момент включения

$$i_{ур}'' = \frac{1,8\sqrt{2}\Delta U}{Z_\Sigma}, \quad (6.3)$$

где 1,8 – коэффициент, учитывающий наличие апериодической слагающей тока.

Если в момент включения $E_r = U_c = U$, но \underline{U}_c и \underline{E}_r сдвинуты на угол θ (рисунок 7, в), то величина уравнивающего тока будет равна

$$I_{ур} = \frac{2U \sin \frac{\theta}{2}}{Z_\Sigma}. \quad (6.4)$$

В общем случае, когда $E_r \neq U_c$ и они сдвинуты на угол θ

$$I_{ур} = \frac{\sqrt{E_r^2 - U_c^2 - 2E_r U_c \cos \theta}}{Z_\Sigma}. \quad (6.5)$$

Из этого выражения видно, что уравнительный ток в момент включения будет тем больше, чем больше разность синхронизируемых напряжений и угол между ними. В реальных условиях включение генератора на параллельную работу практически всегда происходит при некотором угле сдвига фаз между ЭДС \underline{E}_r и напряжением \underline{U}_c – угле θ . Даже современные достаточно совершенные автоматические устройства точной синхронизации полностью не исключают сдвига фаз. Поэтому синхронный генератор при точной синхронизации так же, как при самосинхронизации, подвергается динамическим воздействиям. Поскольку угол θ постоянно меняется, будет меняться и разность напряжений ΔU . Мгновенное значение Δu будет равно

$$\Delta u = u_s = e_r - u_c = E_{r \max} \sin \omega_r t - U_{c \max} \sin \omega_c t, \quad (6.6)$$

где ω_c и ω_r – угловые частоты соответственно сети и генератора ($\omega_r = 2\pi f_r$, $\omega_c = 2\pi f_c$).

Приняв $E_r \approx U_c \approx U$, получим

$$\Delta u = U_{\max} (\sin \omega_r t - \sin \omega_c t) = 2U_{\max} \sin \frac{(\omega_r - \omega_c)t}{2} \cos \frac{(\omega_r + \omega_c)t}{2}. \quad (6.7)$$

Характер изменения напряжения Δu показан на рисунке 8.

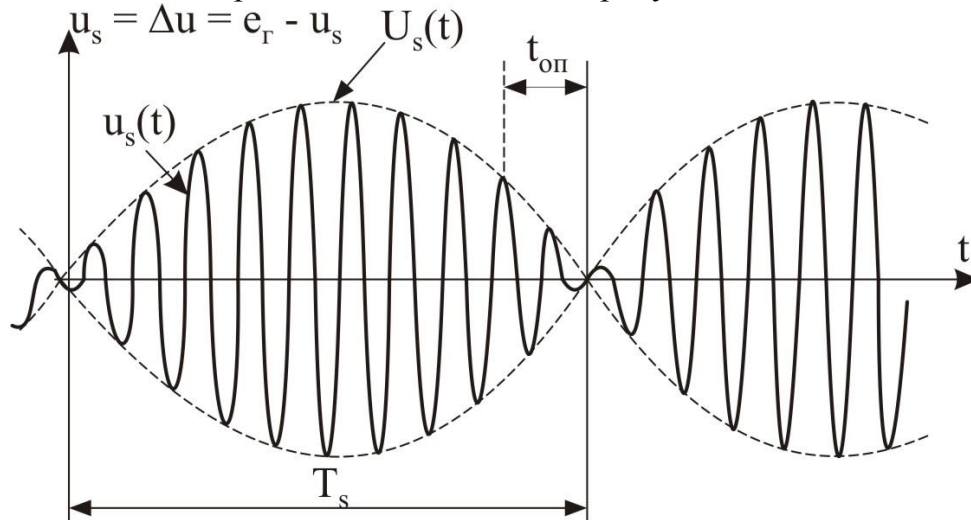


Рисунок 8 – Напряжение биения

На рисунке 8 представлены колебания, которые называют биениями напряжения. Огибающая амплитудных значений биения напряжения определяется по выражению

$$u_s = 2U_{\max} \sin \frac{(\omega_r - \omega_c)t}{2} = 2U_{\max} \sin \frac{\omega_s t}{2}, \quad (6.8)$$

где $\omega_s = \omega_r - \omega_c$ – разность угловых частот генератора и сети или угловая скорость скольжения.

Величина u_s изменяется от нуля, когда \underline{U}_c и \underline{E}_r находятся в противофазе, до $2U_{\max}$, когда \underline{U}_c и \underline{E}_r совпадают по фазе.

Период биений $T_s = \frac{2\pi}{\omega_s}$, а частота биений $f_s = f_r - f_c$. Чем ближе f_r и f_c , тем меньше

f_s и больше T_s , тем лучше условия синхронизации. Включение генератора в сеть должно производиться тогда, когда $u_s = 0$ и T_s имеет величину больше 3–5 с.

Так как выключатель генератора может иметь собственное время включения, то импульс на включение выключателя должен быть подан раньше момента, когда $u_s = 0$, на некоторое время, равное времени опережения $t_{\text{оп}}$.

Таким образом, успешное включение синхронного генератора на параллельную работу обеспечивается при следующих условиях точной синхронизации:

- равенстве амплитуд ЭДС E_r и напряжения U_c на шинах электростанции;
- близкой к синхронной ω_c частоте вращения генератора ω_r ;

- совпадении по фазе ЭДС E_r и напряжения U_c в момент включения.

Для дизельных электростанций, используемых в качестве резервных источников питания, допускаются некоторые отклонения, при которых обеспечивается успешная синхронизация: разность напряжений допускается до 10–15 %, а разность частот 3–5 % номинальной частоты. Допустимым считается включение, при котором периодическая составляющая уравнивающего тока в момент включения не превосходит номинального тока генератора.

В зависимости от степени автоматизации операции включения генератора на параллельную работу следует различать ручную и автоматическую синхронизацию. Ручная синхронизация может быть использована на дизельных электростанциях малой мощности. При выполнении ручной точной синхронизации величины u_s и T_s контролируются по лампам синхронизации, включенным на «потухание». Последовательность операций при осуществлении ручной точной синхронизации следующие:

- регулируя возбуждение генератора, устанавливают его напряжение равным напряжению сети;
- регулируя скорость вращения первичного двигателя добиваются приблизительного равенства частот генератора и сети (по частотомеру);
- плавно изменяя скорость вращения первичного двигателя, добиваются того, чтобы период мигания лампы синхронизации был не менее 3–5 с;
- в момент потухания лампы синхронизации ($u_s = 0$) производят включение генератора в сеть.

На электростанциях ЭЭС используют автоматические синхронизаторы. В настоящее время в эксплуатации еще находятся автоматические синхронизаторы с постоянным временем опережения, выполненные на электромеханических и полупроводниковых элементах. Современные наиболее точные автоматические синхронизаторы разработаны на аналоговых интегральных микросхемах и на микропроцессорах. Рассмотрим в качестве примера микропроцессорный автоматический синхронизатор типа «СПРИНТ-М» (рисунок 9).

Синхронизатор содержит уравниватель частоты скольжения генератора и уравниватель напряжения генератора с амплитудой напряжения на шинах электростанции. Автоматический синхронизатор использует информацию непосредственно о текущем угле сдвига фаз θ между напряжением U_r и U_c . Времяимпульсный сигнал фазы, пропорциональный углу сдвига фаз, преобразуется в двоичный код. Из цифрового сигнала об угле сдвига фаз численным дифференцированием формируется сигнал о частоте скольжения синхронного генератора и выполняются процессы уравнивания амплитуд напряжений и частоты скольжения f_s с установленной частотой f_{sy} . После сближения амплитуд и достаточного приближения частоты скольжения f_s к f_{sy} формируется управляющее воздействие длительностью T_n на включение выключателя синхронного генератора.

Функциональная схема синхронизатора (рисунок 9, а) содержит три подсистемы.

Измерительно-преобразовательную часть, включающую: вторичные измерительные трансформаторы TVL напряжений $U_r = E_{r.x}$ и U_c ; аналого-дискретные преобразователи АДП синусоидальных напряжений в прямоугольные импульсы с длительностями, равными полупериодам изменения напряжений U_r и U_c и времяимпульсный преобразователь ВИП; аналоговый переключатель мультиплексор МПЛ, подключенный к АЦП цепи аналоговых сигналов; задающий (установочный) элемент ЗЭ и формирователь тестовых сигналов ФТС.

Вычислительная часть ВЧ представляет собой однокристальную ЭВМ на микропроцессоре МП типа K1810BM88 или TN80C196KC20 с оперативным ОЗУ и постоянным ПЗУ запоминающими устройствами, контроллером прерываний КП и таймером Т.

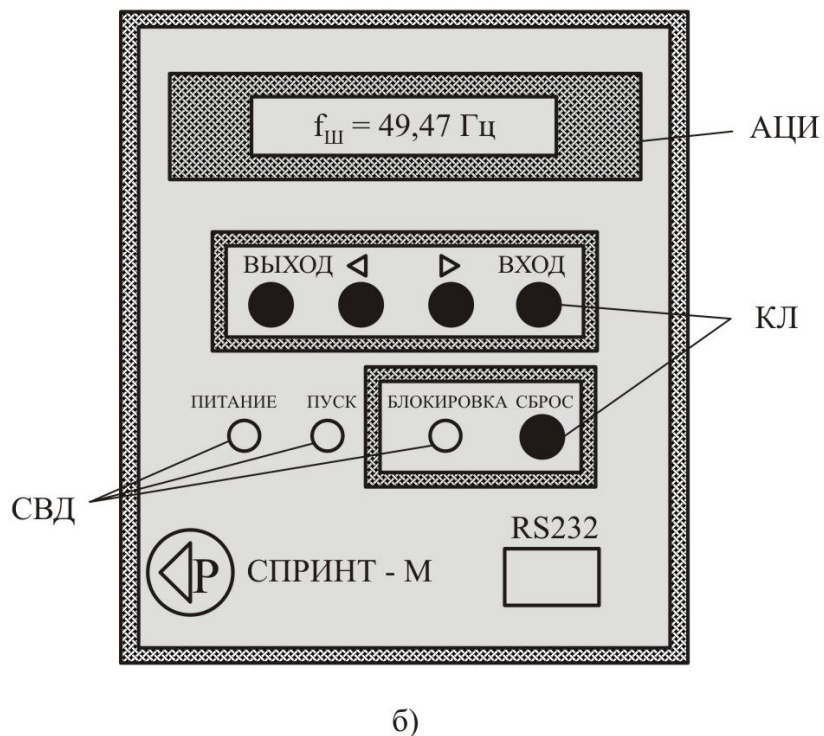
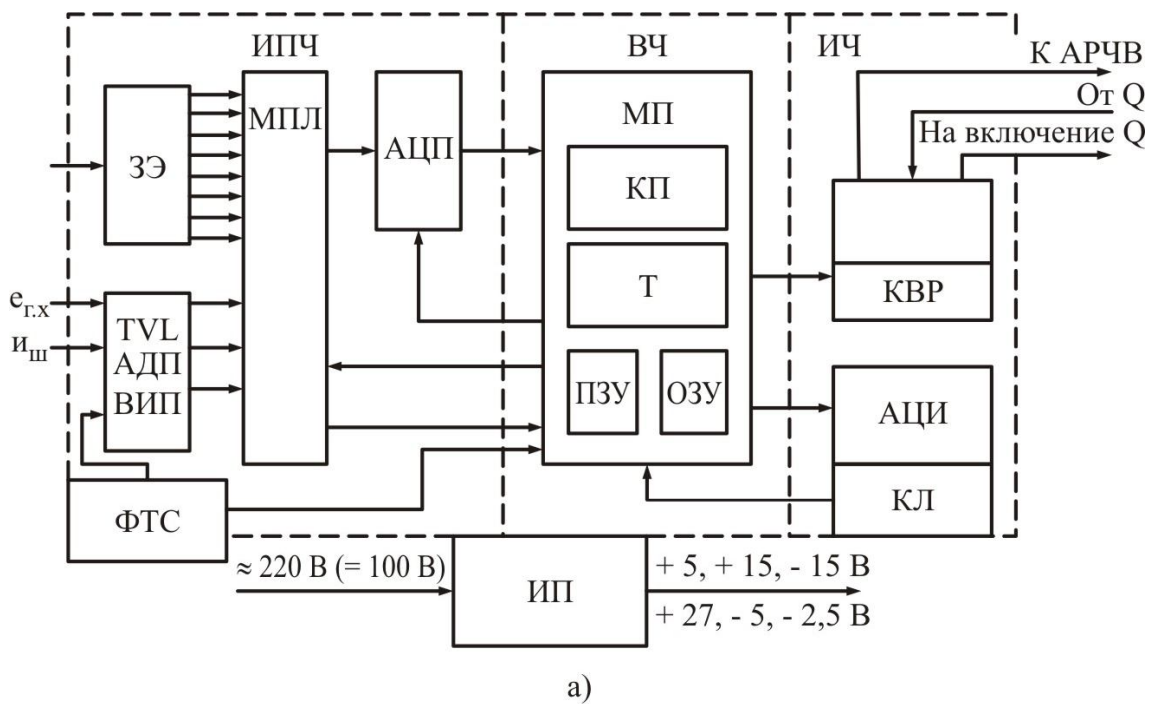


Рисунок 9 – Функциональная схема (а) и внешний вид (б) микропроцессорного автоматического синхронизатора «СПРИНТ-М»

Исполнительную часть ИЧ образуют: комплект выходных электромагнитных реле КВР, формирующих времяимпульсные воздействия на электродвигательные элементы изменения уставок (задающие элементы) АРЧ турбины и АРВ синхронного генератора, и дискретное воздействие на включение Q генератора; алфавитно-цифровой индикатор АЦИ; клавиатура КЛ.

Бестрансформаторный источник питания ИП может работать на постоянном или переменном напряжении.

Автоматическое устройство точной синхронизации типа «СПРИНТ – М» размещается в плоском металлическом каркасе со съемными боковыми крышками, в котором расположены унифицированные конструктивные блоки. Передняя панель каркаса (рисунок 9, б) представляет собой модуль клавиатуры и индикации, в котором расположены жидкокристаллический алфавитно-цифровой индикатор АЦИ и клавиатура КЛ диалогового режима. На лицевой панели находятся светодиоды СВД сигнализации и разъем типа RS232 для подключения ПЭВМ при настройке синхронизатора.

Синхронизатор допускает изменение уставки по времени опережения в пределах $t_{оп} = 0,1 - 1 \text{ с}$, обеспечивает уставку минимально допустимой частоты скольжения

$$f_{s\max} \leq \delta_{оп.д} / (2\pi t_{оп}), \quad (6.9)$$

где $\delta_{оп.д}$ – допускаемый угол опережения.

Помимо синхронизаторов типа «СПРИНТ» ГУП ВЭИ разработаны и выпускаются микропроцессорные автоматические устройства точной синхронизации АС-М1 и АС-М2. При этом синхронизатор АС-М2 выполнен на микроконтроллере типа SAB-C167-C7-LM фирмы Siemens.

Самосинхронизация. Самосинхронизация может использоваться на малых электростанциях с дизель-генераторными и другими установками, а также в аварийных ситуациях, когда необходимо быстро ввести в действие резервный источник питания. Включение генераторов методом самосинхронизации применяют в том случае, когда величина периодической составляющей тока, определяемая по выражению (6.10), не превышает $3,5I_{ном}$

$$I_{пер} = \frac{U_c}{X'_d + X_{рез}}, \quad (6.10)$$

где U_c – напряжение сети;

X'_d – переходное сопротивление генератора;

$X_{рез}$ – результирующее сопротивление системы.

Способ самосинхронизации отличается простотой и быстротой включения резервного источника. Однако следует иметь в виду, что включение генератора методом самосинхронизации сопровождается значительным снижением напряжения, что может вызвать нарушение нормальной работы потребителей.

При ручной самосинхронизации операции по вводу резервного агрегата осуществляются в следующей последовательности.

1. После запуска и прогрева дизеля его скорость вращения доводится до величины близкой к синхронной (обычно выше номинальной на 3–5 %).
2. Отключается автомат гашения поля.
3. Невозбужденный генератор включается в сеть.
4. Включается автомат гашения поля. Генератор, возбуждаясь, втягивается в синхронизм за счет действия асинхронного и синхронного моментов.

Быстрая подача возбуждения при подключении генератора к системе обеспечивается устройством автоматического гашения поля, которое также быстро снимает возбуждение при отключении генератора.

Один из способов гашения магнитного поля в генераторах – замыкание обмоток возбуждения генератора и возбuditеля на активные гасительные сопротивления с последующим отключением обмотки возбуждения генератора от возбuditеля. При быстрой подаче возбуждения (автоматическая форсировка возбуждения) указанные сопротивления отключаются или шунтируются.

При полуавтоматической самосинхронизации генераторов обычно вручную отключается автоматическое гашение поля и скорость вращения невозбужденного генератора доводится до подсинхронной. При достижении скорости скольжения в пределах $+(3-5\%)f_{ном}$ автоматически подается импульс на включение генератора.

Независимо от значения уравнивающего тока (уравнение 6.5) в аварийных ситуациях генераторы должны включаться способом самосинхронизации. Кроме того, данный способ как основной может использоваться при нормальном режиме работы в зависимости от мощности генераторов, их типа и схемы подключения к системе. При этом следует предусматривать для гидрогенераторов устройство автоматической самосинхронизации, а для турбогенераторов – устройство полуавтоматической и ручной самосинхронизации.

Лекция № 7 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости и ликвидации асинхронного режима

7.1 Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) обеспечивает недопущение развития аварийной ситуации в ЭЭС при нарушении баланса генерируемой и требуемой мощностей. Основным источником возникновения таких ситуаций являются короткие замыкания.

Выделяют три фазы функционирования АПНУ: аварийный режим, переход к послеаварийному режиму, послеаварийный режим. В практике разработки АПНУ обычно реализуется первая и третья фазы, поскольку вторая фаза обеспечивается за счет использования первого и третьего мероприятий.

Специфическими особенностями АПНУ являются: случайный характер возникновения возмущений, приводящих к нарушению устойчивости; распределенность возмущений по ЭЭС и практически бесчисленное их количество. В результате АПНУ должна использовать обширную информацию, получаемую путем ее сбора и переработки в реальном времени с использованием циклов расчета продолжительностью 5 – 10 с. По результатам переработки формируются дозированные управляющие воздействия, благодаря которым нарушение устойчивости, как правило, предотвращается.

Главная особенность АПНУ – это дозирование противоаварийных управляющих воздействий. Их набор, интенсивность и длительность должны соответствовать виду, тяжести и месту возникновения возмущающего воздействия. Недостаточность или избыточность дозирования противоаварийных возмущающих воздействий могут привести к усугублению развивающейся аварийной ситуации.

Возмущающие воздействия в ЭЭС вызывают внезапные скачкообразные изменения мощностей, передаваемых по линиям электропередачи и значительные изменения режимных параметров. Они угрожают нарушениями динамической в аварийном и статической в послеаварийном режимах устойчивости ЭЭС.

Автоматика предотвращения нарушения устойчивости может быть построена только с использованием средств вычислительной техники, производящей циклические расчеты условий устойчивого функционирования ЭЭС при наличии многочисленных возмущающих воздействий.

Для предотвращения нарушений динамической устойчивости необходимы быстродействующие, интенсивные, но кратковременные управляющие воздействия. Обеспечение статической устойчивости достигается длительными противоаварийными управляющими воздействиями.

Положительные результаты от действия АПНУ достигаются за счет повышения пропускной способности управляемой электропередачи, снижения или увеличения генерируемых мощностей, увеличения или уменьшения нагрузки потребителей. Изменение режима работы элементов ЭЭС обеспечивается форсировкой возбуждения синхронных генераторов, импульсной разгрузкой турбогенераторов и электрическим торможением гидрогенераторов, переводом тиристорных преобразователей в инверторный режим. Для сохранения статической устойчивости в послеаварийном режиме используются: изменение настройки автоматических регуляторов сильного действия; форсировка продольной компенсации; отключение реакторов; отключение или быстродействующая загрузка гидрогенераторов; частичное отключение нагрузки потребителей.

Противоаварийные управляющие воздействия вырабатываются управляющим вычислительным комплексом, расположенном на диспетчерском пункте. Необходимые сигналы о состоянии ЭЭС формируются автоматическими устройствами телеизмерения и телесигнализации. Они передаются по высокочастотным каналам связи или волоконно-оптическим линиям связи. Высокочастотные каналы связи организуются по проводам линий электропередачи установкой на их концах высокочастотных заградителей в виде параллельных резонансных LC-контуров и конденсаторов связи.

В настоящее время разработаны децентрализованные и централизованные АПНУ.

К *децентрализованным* относятся комплексы автоматических устройств, в которых противоаварийные управляющие воздействия и их дозировка формируются на тех электроэнергетических объектах, на которых устанавливается основная часть органов, выявляющих возмущения, и измерительных органов контроля тяжести электрических режимов. Это может быть мощная электростанция или протяженная линия электропередачи, состоящая из нескольких участков. Децентрализованной АПНУ например, является созданное ЗАО «РТСофт» локальное устройство противоаварийной автоматики типа SMART-ПА, выполненное на универсальном промышленном контроллере типа SMART1/0 очень высокой надежности (наработка до отказа 100 000 часов). АПНУ содержит оперативно изменяющийся массив противоаварийных управляющих воздействий, дозированных для всего множества аварийных возмущений и обеспечивает их быструю адресную реализацию по сигналам пусковых органов.

Централизованные комплексы АПНУ являются общесистемными. Они управляют многими электростанциями и линиями электропередачи электроэнергетических систем и Объединенной энергетической системы. Такие комплексы представляют собой иерархические системы межмашинного обмена информацией между рассредоточенными цифровыми ЭВМ, расположенными на электростанциях и диспетчерских пунктах. Управляющий вычислительный комплекс центрального диспетчерского пункта Единой энергетической системы координирует их функционирование.

Такой является, например, двухуровневая АПНУ Объединенной электроэнергетической системы Средней Волги. Верхний ее уровень реализован на мини- и микроЭВМ, установленных в объединенном диспетчерском управлении Средней Волги. На нижнем (станционном) уровне применены микропроцессорные панели противоаварийного управления мощностью (ПАА). Связь между ними осуществляется по каналам межмашинного обмена. Мини- и микроЭВМ циклически (через несколько секунд) производят расчеты динамической и статической устойчивости для всех фиксируемых возмущающих воздействий с учетом их тяжести и параметров электрических режимов работы ЭЭС. На основе расчетов определяется набор и интенсивность противоаварийных управляющих воздействий. Запоминание их производится до окончания следующего цикла расчетов. Надежность работы системы обеспечивается резервированием. Например, одновременно работает три ЭВМ по одним программам. Обязательным для исполнения является совпадение результатов расчетов не менее двух из трех ЭВМ.

7.2 Автоматика ликвидации асинхронного режима

Нарушение динамической или статической устойчивости может привести к асинхронной работе электростанции или двух частей ЭЭС.

Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) учитывает изменение ряда электрических величин, характерных для асинхронного режима, и восстанавливает синхронную работу. Осуществляется это за счет ускорения или торможения синхронных генераторов.

Основной причиной несинхронного режима генераторов электростанций является неполное соответствие дозировки противоаварийных управляющих воздействий тяжести возмущения в результате недостаточно эффективной работы АПНУ или появления отказов в этой системе.

В принципе асинхронный режим синхронных генераторов допустим, но является нежелательным, поскольку может сопровождаться периодическими значительными снижениями напряжения генераторов, остановкой электродвигательной нагрузки собственных нужд электростанций, а в худшем случае может возникнуть общесистемная авария. Устройства АЛАР либо производят ресинхронизацию, то есть восстанавливают синхронный режим генераторов, либо производят деление ЭЭС на части.

Ведущей организацией в области создания АЛАР является ОАО «Институт «Энергосетьпроект». Им разработаны теоретические и практические вопросы микроэлектронной и микропроцессорной реализацией АЛАР.

Типовое решение АЛАР в микроэлектронном исполнении функционирует с использованием информации об изменениях комплексных сопротивлений и активной мощности. Устройство трехступенчатое. Назначением первой ступени является выявление асинхронного режима

работы электропередачи и быстродействующее формирование управляющих воздействий на ускорение или торможение гидро- и турбогенераторов электростанций в целях ограничения асинхронного режима по возможности первым его циклом. При достаточности такого режима асинхронный режим не развивается. Если ресинхронизация не наступает через два-три цикла асинхронного режима, то формируется дополнительное управляющее воздействие второй ступени. Происходит это после отсчета нескольких циклов асинхронного режима. Если в течение 30 с ресинхронизация не наступает, то действует третья ступень АЛАР. Она отключает линию связи, разделяя электроэнергетическую систему на две самостоятельные и несинхронно работающие части. Восстановление связи производится включением линии электропередачи автоматическим устройством ее повторного включения с синхронизацией, то есть после восстановления балансов мощностей в каждой части ЭЭС автоматическими устройствами регулирования частоты и мощности.

Промышленностью выпускаются типовые микроэлектронные аналоговые панели АЛАР типа ШДЭ2601 и ШЭ2707. В последнее время в ОАО «Институт «Энергосетьпроект» разработана микропроцессорная АЛАР-М, использующая информацию о напряжениях, угле электропередачи и знаке скольжения (рисунок 8.10).

Измерительно-преобразовательная часть ИПЧ содержит: вторичные измерительные преобразователи напряжений ИПН1 и ИПН2; преобразователь фазных токов в напряжения ИПТН; аналоговые частотные фильтры АЧФ1, АЧФ2, АЧФ3; мультиплексор МПЛ и аналого-цифровой преобразователь АЦП с переключаемым коэффициентом преобразования (элемент управления ЭУ). Указанные элементы электрически отделены от входных цепей оптоэлектронными элементами гальванической развязки ЭГР. На функциональной схеме (рисунок 10) в составе ИПЧ показаны также реле входных дискретных сигналов РДС и клавиатура управления микропроцессорами КЛ.

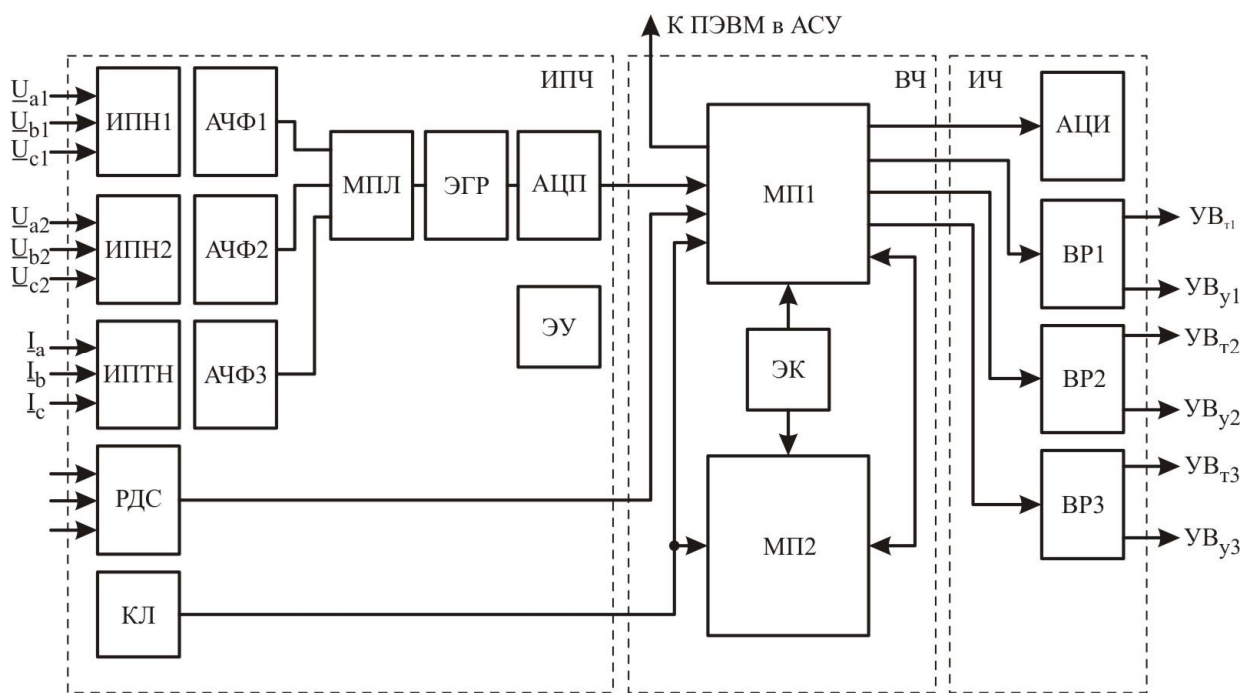


Рисунок 10 – Функциональная схема микропроцессорной АЛАР

Вычислительная часть ВЧ микропроцессорной АЛАР разработана на основе 16-разрядных микропроцессоров МП1, МП2 типа К1810ВМ88 или зарубежных ТMS-32010 и быстродействующего 10-разрядного АЦП типа КП08ПВ1. Микропроцессоры имеют интерфейс к ПЭВМ и выход на волоконно-оптическую линию связи с АСУ. Элементы памяти и логических операций реализуются на интегральных микросхемах.

Исполнительная часть ИЧ автоматического устройства ликвидации асинхронного режима содержит алфавитно-цифровой индикатор отображения информации АЦИ и комплекты исполнительных (выходных) электромагнитных реле ВР1, ВР2, ВР3, ускоряющих УВ_{y1}, УВ_{y2}, УВ_{y3}

или тормозных $УВ_{Т1}$, $УВ_{Т2}$, $УВ_{Т3}$ противоаварийных управляющих воздействий на синхронные генераторы электростанций трех ступеней АЛАР.

Внешний вид микропроцессорной АЛАР-М показан на рисунке 11.

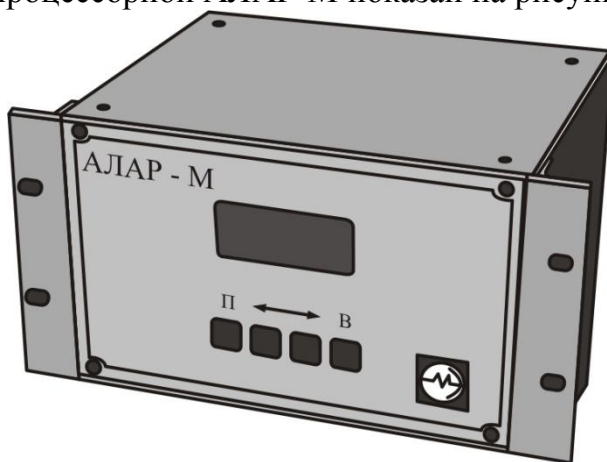


Рисунок 11 – Внешний вид микропроцессорной АЛАР-М

Основные достоинства микропроцессорной АЛАР заключаются в возможности быстродействующей обработки информации и выработке управляющих воздействий в реальном времени электромеханических переходных процессов синхронных генераторов.

Лекция № 8 Системы телемеханики

Создание диспетчерского управления в ЭЭС потребовало обеспечения диспетчера средствами информации о работе объектов электроснабжения и средствами передачи распоряжений управляемым объектам. Для этого используют телемеханику, позволяющую осуществлять передачу на расстояние относительно большого количества сигналов по небольшому числу линий связи.

К средствам телемеханизации относятся устройства телеуправления, телесигнализации, телеизмерения. Из них наиболее часто применяется телеуправление.

Телеуправление – передача на расстояние сигналов управления, которые воздействуют на исполнительные механизмы. *Телесигнализация* – передача на расстояние сигналов о состоянии контролируемых установок. *Телеизмерение* – передача на расстояние сигналов, характеризующих режим работы установок (напряжение, ток и др.).

Система передачи данных. В процессе управления ЭЭС происходит интенсивный обмен данными между диспетчерскими пунктами и энергетическими предприятиями, между диспетчерскими пунктами различных уровней, а также внутри энергетических предприятий.

К числу данных, передаваемых в процессе управления ЭЭС, относятся: измерительная информация, командная информация, а также сведения о положениях коммутационных аппаратов, о нарушениях нормального режима работы оборудования, о срабатывании релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Данные передаются по каналам связи. Канал связи представляет собой совокупность линий связи и аппаратуры связи. Линией связи может являться проводная линия, радиолуч, оптоволоконная линия. Аппаратура связи служит для усиления и других преобразований сигналов. Если, например, используется оптическая линия связи, то входной электрический сигнал при помощи аппаратуры связи вначале преобразуется в оптический сигнал, а затем в электрический сигнал на выходе. При помощи специальной аппаратуры связи, называемой аппаратурой уплотнения, представляется возможным образовывать на одной линии связи несколько независимых каналов. В ЭЭС широко применяются искусственные высокочастотные каналы связи по линиям электропередачи высокого напряжения.

Управление ЭЭС связано с передачей данных на большие расстояния. Специально сконструированные для этих целей системы передачи данных и называются системами телемеханики. Измерительная информация обычно передается снизу вверх по иерархической структуре диспетчерского управления.

Системы телеизмерений и телесигнализации. Системы телеизмерения представляют собой системы передачи данных, предназначенные для измерения различных физических величин на большом расстоянии. Измеряются в основном суммарные мощности в различных точках ЭЭС, перетоки мощностей по линиям электропередачи, частота, напряжение в узловых точках электрической сети, уровни воды в водохранилищах некоторых ГЭС.

Функциональная схема телеизмерения состоит из канала связи и двух комплектов преобразователей в месте отбора информации и в месте ее получения. Под действием телеизмеряемой величины входной преобразователь производит преобразование входного сигнала в сигнал измерительной информации, согласованный с входом канала связи. Воспроизводящий прибор выполняет обратное преобразование.

В автоматизированных системах диспетчерского управления получаемая телеизмерительная информация, как правило, предварительно обрабатывается при помощи ЭВМ и выдается диспетчеру в обработанном виде при помощи тех или иных средств отображения информации (дисплей и др.). Основным способом отображения состояния объектов является использование сигнальных ламп. Для телесигнализации положение выключателей и разъединителей применяются замыкающие контакты вспомогательных цепей этих объектов, при телесигнализации различного рода нарушений используются выходные замыкающие контакты соответствующих устройств местной сигнализации нарушений.

Принято, что замкнутое положение контакта соответствует состоянию 1, а разомкнутое положение контакта соответствует состоянию 0. На стороне диспетчерского пункта состояние каждого объекта отображается отдельной сигнальной лампочкой, обозначаемой так же, как и объект. Горящая лампочка отображает состояние 1, не горящая лампочка – состояние 0. Существуют и другие способы сигнализации, например, при всяком изменении состояния хотя бы одного объекта возникает звуковой сигнал, а сигнальная лампочка объекта, изменившего состояние, начинает мигать. В АСДУ состояние объектов отображается на экране.

Системы телеотключения. Системы телеотключения являются системами телеуправления специального назначения. Они применяются для передачи на большие расстояния управляющих воздействий в системах релейной защиты и противоаварийной автоматики, в основном для передачи команд управления выключателями.

Система телеотключения состоит из устройства телеотключения и канала связи. Устройство телеотключения имеет передатчик АСГ и приемник АСЭ (рисунок 12).

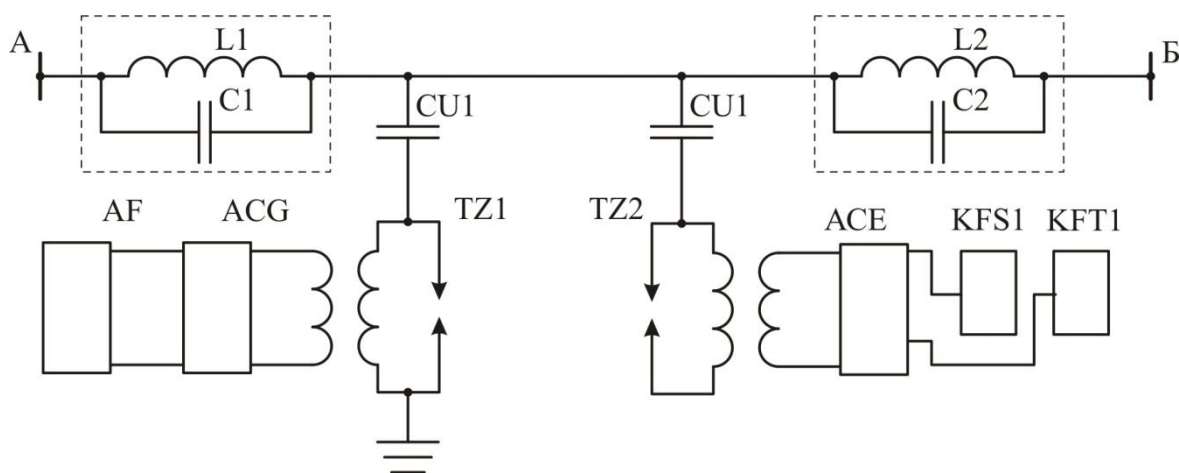


Рисунок 12 – Высокочастотная система телеотключения

Как отмечалось ранее, в системах передачи информации ЭЭС широко используются высокочастотные каналы связи. При этом частота в начале системы передачи f_0 выбирается около 100 кГц и выше, а частота в конце системы передачи f_k отличается от нее не более чем на 50 Гц (0,05 %). При такой малой разнице между частотами мало вероятно, что под воздействием импульсной или флуктуационной помехи ложная команда не возникнет.

Предполагается, что команда «отключить» передается с подстанции А на подстанцию Б. Передатчик и приемник устройства телеотключения присоединены к проводу одной фазы линии через фильтры присоединения TZ1, TZ2 и через конденсаторы связи CU1, CU2. В тот же

провод линии со стороны шин подстанции включены высокочастотные заградители L1, C1 и L2, C2. Сигнал, вырабатываемый АСГ, лежит в высокочастотном диапазоне (100 кГц и выше). Емкости CU1, CU2 невелики – по несколько тысяч пикофард, для тока промышленной частоты сопротивления их очень велико (сотни кОм), поэтому составляющая тока промышленной частоты в конденсаторах связи и фильтрах присоединения невелика, не выше нескольких ампер. Фильтры присоединения являются высокочастотными трансформаторами. Они плохо трансформируют составляющую тока промышленной частоты, поэтому на выходе АСГ и на входе АСЕ помехи промышленной частоты невелики.

Вместе с тем фильтры присоединения хорошо трансформируют высокочастотный сигнал АСГ, а сопротивления конденсаторов связи для сигнала невелико. Сопротивление всего тракта между выходом АСГ и входом АСЕ (TZ1, CU1, ВЛ, CU2, TZ2) для сигнала невелико.

Заградители представляют собой параллельные резонансные контуры, настроенные на частоту сигнала АСГ. Для этого сигнала их сопротивления велики, благодаря чему они препятствуют распространению сигнала на шины подстанции. Для тока же промышленной частоты сопротивления заградителей невелики (1–2 Ом), поэтому они не мешают работе линии электропередачи.

На схеме (рисунок 12) показано устройство релейной защиты АФ, соединенное с АСГ, а в состав АСЕ входят два реле частоты KFS1 и KFT1, срабатывающих при частоте входящего сигнала f_k и f_0 соответственно.

По рассмотренному принципу на одной линии образуется несколько высокочастотных каналов. Следует отметить, что высокочастотный сигнал распространяется не по проводу линии, а вдоль него. Поэтому при однофазном коротком замыкании на землю затухание канала возрастает, но обычно и в этом случае удается обеспечить достаточную интенсивность сигнала на входе АСЕ.

Применяемые в настоящее время устройства телеотключения обеспечивают передачу команды «отключить» за время около 50 мс (2,5 периода промышленной частоты). В ЭЭС широкое распространение получили многообъектные устройства телеотключения, например, устройство ВЧТО-М, рассчитанное на пять различных команд. При этом в каждый данный момент может передаваться только одна команда. Общее время передачи одной команды не более 50 мс. Диапазон рабочих частот от 40 до 500 кГц. Мощность на входе передатчика 10–15 Вт. Чувствительность приемника 20–30 мВ.