

Лекция 1 (Обзорная)

Понятие об электрической системе

1. Типы электрических станций:

ТЭС, ТЭЦ, ГЭС, АЭС, ВЭС и т.д.

2. **Генератором** называется устройство, с помощью которого преобразуется энергия тепла, гидроэнергия, атомная энергия, энергия ветра, энергия солнца и т. д в электрическую энергию. Следовательно, служит для выработки электрической энергии. Обозначается символом

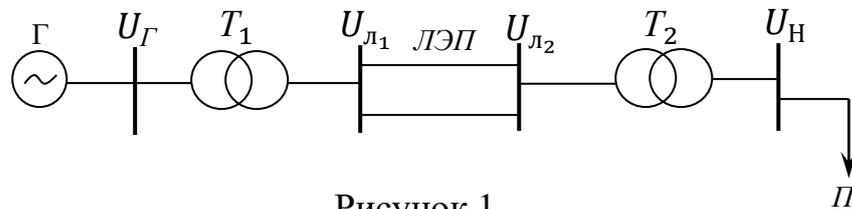
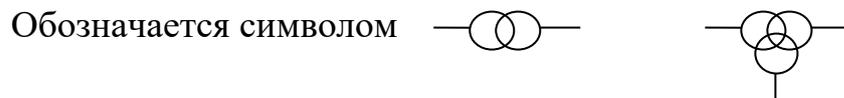


Рисунок 1

3. **Трансформатором** называется устройство, с помощью которого преобразуется напряжение одной величины на другой. Следовательно, служит для повышения и понижения напряжения.



4. Для чего повышается напряжение?

Для того чтобы передавать электрическую энергию на расстояния.

5. Для чего понижают напряжение?

Для того чтобы питать электропотребителей, т.к. работают они относительно на низком напряжении.

6. Что такая ЛЭП или просто линия и для чего оно служит?

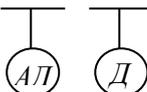
Линией называется устройство, с помощью которого электрическая энергия передается на расстояние или с помощью которого электроприемники подключаются к источникам тока.



7. Что такой **электродвигатель** (потребитель эл. эн.) и для чего служит?

Устройство, с помощью которого электроэнергия преобразуется в механическую энергию движения. Например, для приведения в движения различных технологических оборудований на

промышленных и коммунальных предприятиях и на сельскохозяйственных производствах.

Обозначается символом: 

Потребители электроэнергии: цех, завод, дом, улица, квартал, целый район, города и т.д.

Обозначаются символом  *П* или *Н*

Таким образом, получили самую простейшую электрическую систему (Рисунок 1).

Электрической системой понимается совокупность элементов вырабатывающих (Г), преобразующих (Т) передающих и потребляющих П электроэнергию и связанных между собой единым процессом производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

Элементы электрической системы: Г, Т, Л, П и т.д.

8. Что такой режим электрической системы?

Режим электрической системы это есть состояние системы в определенный промежуток времени. Состояние системы характеризуется: величиной **напряжения** в характерных точках схемы и проходящим по цепи величиной **тока** или **мощностью**. Например: напряжение на шинах генератора- U_G , в начале линии- $U_{Л_1} - U_{Л_2}$, активная мощность - P или ток - I и т.д. (Рисунок 1).

Режим бывает: нормальный, утяжеленный, аварийный, послеаварийный, установившийся и т.д.

На **нормальный режим** рассчитаны номинальные параметры элементов для их работы в длительное время. Например, для генератора: номинальное напряжение - U_n , номинальная мощность - S_n , номинальный ток - I_n и т.д.

Утяжеленным называется режим, в котором один или несколько параметров достигают значений, допустимых лишь в течение ограниченного времени. Утяжеленным, например, является режим, в котором имеют место существенные отклонения напряжения и частоты от номинальных значений, перегрузка ЛЭП и т.д. Этот режим обычно создает повышенную опасность возникновения аварийных ситуаций.

Аварийный режим наступает при различных авариях в системе. Одной из причин аварий является **короткое замыкание (КЗ)**- самый опасный вид аварии, при этом по элементам электрической системы пройдут большие токи, которые опасны для оборудования.

Основными видами аварийных режимов в ЭЭС являются режим КЗ (на линиях, в генераторах, трансформаторах, на шинах подстанций и электростанций) и асинхронный режим, возникающий в результате нарушения устойчивости параллельной работы. Из-за увеличения токов, проходящих по элементам ЭЭС, и опасного снижения напряжения на шинах электростанций и подстанций существование аварийного режима допустимо лишь в течение крайне малого времени (обычно доли секунды или несколько секунд). Аварийный режим приводит к резкому снижению частоты или напряжения вследствие возникновения дефицита или избытка активной или реактивной мощности.

Для защиты электрооборудования от больших токов короткого замыкания действуют целая **система релейной защиты**. Она отключает аварийный участок вместе с коротким замыканием и тем самым спасает оборудование (Г, Т, Л, П и т.д.).

Послеаварийный режим наступает после срабатывания устройства релейной защиты и отключения аварийного участка.

Для **регулирования режима** электрической системы существуют целая система противоаварийной автоматики (АРВ - автоматический регулятор возбуждения, АПВ - автоматическое повторное включение, АЧР – автоматическая частотная разгрузка, АВР - автоматический ввод резерва и т.д.).

Отличительной чертой производства электрической энергии от других производств заключается в том, что в каждый момент времени вырабатывается на электростанциях столько мощности (энергии) сколько требуют потребители, следовательно, момент выработки и момент потребления электроэнергии практически совпадает, и нет склада электрической энергии.

Избыток активной мощности в системе приведет к увеличению частоты, а ее дефицит к уменьшению частоты.

Избыток реактивной мощности в системе приведет к увеличению напряжения, а ее дефицит к уменьшению напряжения.

Отсюда возникает потребность **в управлении режимами** электрической системы и всего энергетического производства. Управление осуществляют оперативники диспетчерской службы.

Диспетчерская служба называется:

- в РЭС - диспетчерская;
- в областном управлении - ОДУ (объединенное диспетчерское управление);

- на электростанциях - ГЩУ (главный щит управления), ЦПУ - (центральный пульт управления).

- на Главке республики – ЦДУ (центральное диспетчерское управление), осуществляет управление режимами электрической системы юга и севера Кыргызстана, и перетоками мощностей в другие республики Средней Азии, Казахстана и далее в другие объединенные энергетические системы.

Принцип работы электрической системы

Электрическая энергия является наиболее **универсальным** видом энергии. Она очень просто и экономично может быть преобразована в другие виды энергии - тепловую, механическую, световую и т.д., без которых немислимы современные аппараты, технические сооружения, автоматизация и автоматические поточные линии на производствах.

Рассмотрим для примера следующую схему электрической системы:

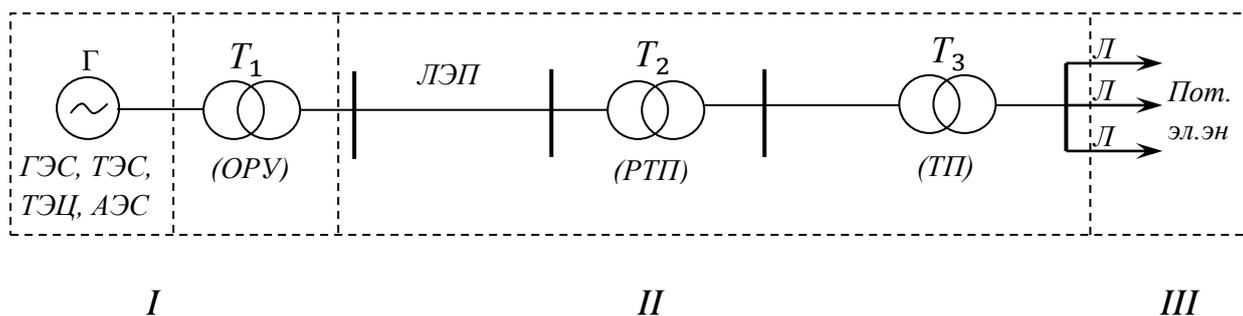


Рисунок 2

Электроэнергия производится на электростанциях, где получают путем преобразования химической энергии топлива на тепловых электростанциях (ТЭС), энергии воды на гидроэлектростанциях (ГЭС), атомной энергии на атомных электростанциях (АЭС) и т.д.

В городах и промышленных центрах помимо электроэнергии может иметься значительная потребность в теплоте. В связи с этим наряду с электрификацией в стране развивается и теплофикация. Во многих случаях оказывается экономичным одновременно с выработкой электроэнергии производить и выработку теплоты. Для этого сооружаются специальные типы электростанций – теплоэлектроцентрали (ТЭЦ).

КПД ТЭЦ с турбинами большой мощности составляет 65-67% и выше, в то время как на ТЭС он не превышает 35-40%. Таким образом, эффективность использования топлива на ТЭЦ почти в 2 раза выше. В связи с этим удельный вес ТЭЦ в стране возрастает, а в прошлом в бывшем союзе мощность ТЭЦ составлял более 35% общей мощности тепловых электростанций.

В рассматриваемой схеме (Рисунок 2) выработанная генераторами электростанции электроэнергия подается на повышающие трансформаторы ОРУ (открытые распределительные устройства), где напряжение повышается до 35, 110, 220, 330, 500, 750кВ и более. Далее по линиям электропередачи (ЛЭП) энергия передается на трансформаторы районных понизительных подстанций (РТП) со вторичным напряжением 6-10кВ, расположенные в зонах потребления электроэнергии. Затем напряжение еще раз понижается трансформаторами T_3 потребительской трансформаторной подстанции (ТП) и при напряжении 630/380 В, 380/220 В энергия передается к электроприемникам (ЭП) или потребителям (П).

В схеме весь технологический процесс электроэнергетического производства можно условно разделить на три **взаимосвязанные стадии**. **Первая** – процесс выработки электроэнергии или процесс производства электроэнергии, осуществляемых на электростанциях - *I*.

Вторая – процесс передачи и распределения электроэнергии. Этот процесс осуществляется с помощью высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП), распределительных сетей и подстанций - *II*.

Третья – процесс потребления энергии, т.е. преобразования ее в другие виды энергии, осуществляемые непосредственно электроприемниками (ЭП) - *III*.

Стадию *I* изучили в курсе «Производство электроэнергии», на этом семестре изучим в курсе «**Электрическая часть станций и подстанций**».

Стадию *II* изучим в курсе «Передача и распределение электроэнергии». В схеме от РТП до ЭП называется системой электроснабжения, которую изучим в курсе «Электроснабжения» (Стадия *III*).

Схему как *единое целое* изучим в курсе «Переходные процессы», рассматривая ее нормальный, аварийный и послеаварийный, а также установившийся режимы. Управление режимами изучим в курсе «Управление режимами ГЭС» и «АСУ ГЭС».

Основные определения

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения электроэнергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий.

Подстанцией называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов, распределительных устройств, устройств управления,

измерения и вспомогательных сооружений (Н: устройства молниезащиты подстанций).

Распределительным устройством (РУ) называется электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты (выключатели, разъединители и т.д.), сборные и соединительные шины, устройства защиты, автоматики и измерительные приборы. РУ бывают открытого, закрытого и комплектного исполнения.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) – если все или основные оборудования расположены на открытом воздухе.

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) – если оборудования расположены внутри здания.

Комплектным распределительным устройством (КРУ) называется РУ, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов, называемые ячейками или блоками со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты, автоматики, поставляемое в сборном виде заводами – изготовителями.

РУ, предназначенное для внутреннего размещения (внутри здания) сокращенно обозначается КРУ (комплектное распределительное устройство), а для наружного размещения (на открытом воздухе) – КРУН (комплектное распределительное устройство наружный).

Комплектной трансформаторной подстанцией (КТП) называется подстанция, состоящая из трансформаторов и блоков КРУ или КРУН, поставляемых заводами – изготовителями в сборном виде.

Классификация электрических сетей

Электрические сети классифицируют по следующим показателям: конструктивное выполнение, род тока, характер потребителей, номинальное напряжение, схема соединений.

По конструктивному выполнению различают *воздушные и кабельные линии и внутренние проводки.*

Воздушной линией (ВЛ) называется линия, выполненная неизолированными проводами, которые с помощью изоляторов (не проводящими тока) подвешиваются над землей на опорах. Наружные сети (вне зданий) большей частью выполняются воздушными, т.к. последние более просты при сооружении и эксплуатации, и дешевле кабельных.

Кабелем называется система проводов, изолированных взаимно и от окружающей среды. Линии, выполненные кабелем, или кабельные линии, обычно прокладываются в земле.

Кабелем выполняются городские сети, внутрипромышленные сети и внутренние сети культурно – просветительских учреждений (школы, детсады, кинотеатры, стадионы и т.д., где много скопления людей). *Внутренние проводки* выполняются изолированными (иногда неизолированными проводами, прокладываемыми на изоляторах или в трубах по стенам и потолкам зданий или внутри стен). Иногда для этого используются и кабели, прокладываемые в каналах на стенах.

По роду тока различаются *сети переменного и постоянного тока*. Как правило сети выполняются по системе трехфазного тока (фаза А, В, С,). Низковольтные сети 380/220В выполняются четырехпроводными (фаза А, В, С и нулевой провод N). Здесь при большом количестве ЭП однофазного тока (например, осветительно - бытовых) от трехфазных сетей осуществляются однофазные ответвления. Однофазными выполняются, например, внутриквартирные сети, так как бытовые электроприборы обычно являются однофазными потребителями.

Сети постоянного тока применяются относительно редко. Применяются в том случае, если сети переменного тока дают плохую устойчивость параллельной работы многих электростанций в составе энергосистем (изучим в курсе «переходные процессы»).

По характеру потребителей и в зависимости от назначения территории, по которой они проходят, различают: *промышленные сети, городские сети, сети в сельской местности, сети энергосистем* или *районные*, если на территории крупного района или области. Кроме того, применяют понятия: *распределительные сети, питающие сети, линии электропередачи, основные сети энергосистем*.

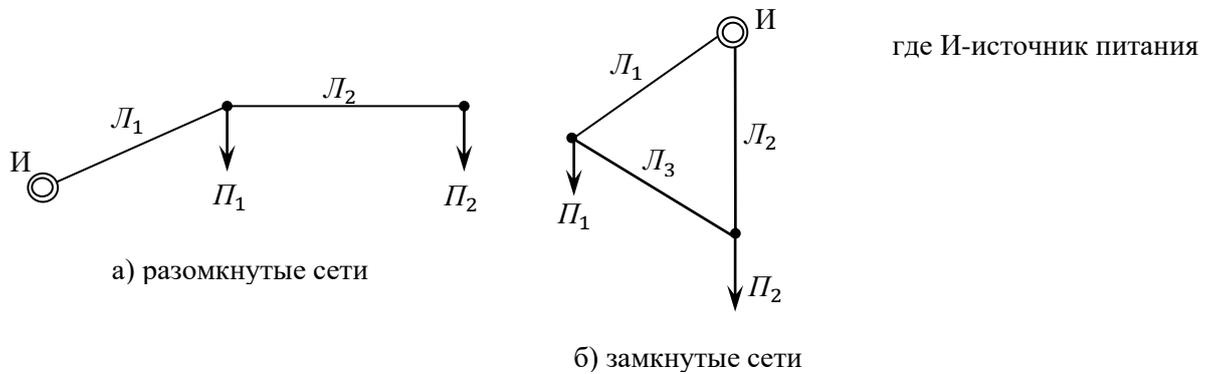
Распределительными называются сети, к которым непосредственно подключаются ЭП. Остальные сети являются **питающими**.

Линии электропередачи (ЛЭП) обычно имеют значительную длину и соединяют крупные электростанции с центрами больших районов потребления. По ним осуществляются передача значительной мощности.

Основными сетями энергосистем обычно называют сети напряжением 220 кВ и выше.

Каждая сеть характеризуется **номинальным напряжением**, на которое рассчитываются элементы ее электротехнического оборудования. Значения номинальных напряжений сетей принимаются по ГОСТу (государственный стандарт) и уточняют по мере надобности. Например: 1050кВ, 750кВ, 500кВ, 330кВ, 220кВ, 110кВ, 35кВ, 10кВ, 6кВ, 660/380 В, 380/220В; 220/127В.

Сети по схеме соединения бывают замкнутые и разомкнутые. Например:



Типы электрических станций

Конденсационные тепловые станции

Конденсационные электростанции (КЭС) – вид тепловых электростанций (ТЭС), в которых теплота, выделяющаяся при сжигании органического топлива (уголь, торф, газ, нефть, мазут, горячие сланцы, древесина и т.д) превращается сначала в механическую энергию вращения первичного двигателя (паровая турбина), а затем в электрическую.

Схема преобразования топлива в электроэнергию имеет вид:



Характерным признаком таких станций является то, что отработавший в их турбинах пар не используется для нестационарных нужд, а превращается в конденсаторах в воду, направляющую обратно в паровой котел для вторичного использования.

Конденсатором называется специальный аппарат, в котором отработанный в паровой турбине пар превращается в воду (конденсат).

Паровой котел – это сложное техническое сооружение, предназначенное для получения (генерации) пара из поступающей в него питательной воды.

Паровой турбиной называется тепловой двигатель, преобразующий потенциальную энергию пара сначала в кинетическую энергию, а затем в механическую работу вращения ротора генератора.

Теплоэлектростанции

К теплоэлектростанциям (ТЭС) относятся электростанции, которые вырабатывают и отпускают потребителям не только электрическую, но и тепловую энергию в виде горячего пара и горячей воды на отопительные и технологические нужды.

Пар – это из промежуточных отборов из турбины, частично уже использованный для выработки электроэнергии, а горячая вода с температурой 100-150°C, нагретая отбираемым из турбины паром.

Система трубопроводов, обеспечивающих подачу горячей воды и пара от ТЭС к потребителям, и возврат охлажденной воды на ТЭС носит название **тепловой сети**.

Централизованное снабжение потребителей тепловой энергией носит название **теплофикация**.

ТЭС строят вблизи промышленных городов, а некоторые промышленные предприятия имеют свою ТЭС.

Атомные электростанции

На атомных электростанциях (АЭС) используется тепло, выделяемое при расщеплении ядра урана в атомных реакторах. Например, при делении ядер 1 кг урана выделяется $20 \cdot 10^9$ ккал, что соответствует 23×10^6 кВт·ч электроэнергии, в то время как сжигание 1 кг угля дает всего 7-8 кВт·ч электроэнергии, отсюда следует, что для АЭС не возникают проблемы непрерывной транспортировки топлива.

Например, АЭС мощностью 1000 МВт потребляет в год всего около 100 т топлива, в то время как ГРЭС той же мощностью сжигает $4 \cdot 10^6$ т угля.

Поэтому АЭС строят близко от центров потребления электроэнергии, и где нет энергоресурсов для выработки электроэнергии.

Гидравлические электростанции

На гидроэлектростанциях (ГЭС) электроэнергия получается в результате преобразования энергии водного потока. Каждая ГЭС состоит из гидротехнических сооружений, обеспечивающих концентрацию потока воды и создания напора, а также энергетического оборудования, преобразующего энергию воды в электрическую. Такое преобразование осуществляется с помощью гидравлической турбины. Вода, попадая из водохранилища по

напорному трубопроводу на рабочее колесо турбины, вращает его, а вместе с ним, и ротор генератора, вырабатывающего электроэнергию.

Существуют две основные схемы концентрации напора гидротехническими сооружениями – **плотинная** и **деривационная**. Например, на каскадах ТГЭС использована плотинная схема, а на Быстровской ГЭС – деривационная.

В плотинной схеме предусмотрено сооружение плотины, перегораживающей в выбранном створе русла реки, в результате чего образуется разность уровней воды в верхней и нижней по течению сторонах плотины. Создавшиеся при этом с верхней стороны водохранилища носит название **верхнего бьефа**, а часть реки с нижней стороны – **нижнего бьефа**. Разность уровней верхнего $Z_{в.б.}$ и нижнего $Z_{н.б.}$ создает **необходимый напор гидроэлектростанции $H_{ГЭС}$** .

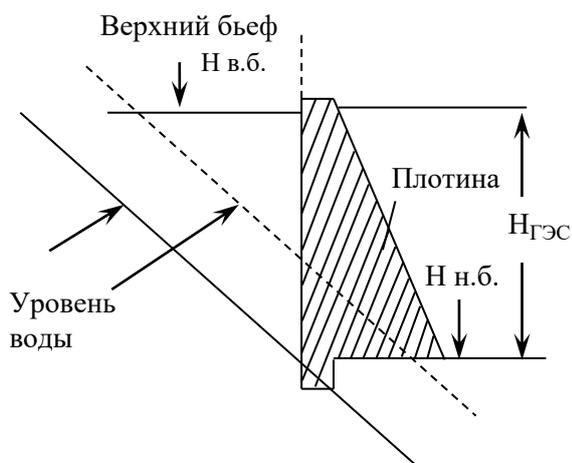


Рисунок 3

В деривационной схеме напор создается с помощью деривационных (отходных) каналов. Деривационные ГЭС сооружаются на горных реках, имеющие большие уклоны.

По характеру электропотребителей и по назначению территории сооружения, электрические станции бывают **районные, промышленные, городские и сельские**.

Районные электрические станции (ГРЭС) строятся недалеко от места добычи топлива (уголь, торф, мазут, газ). Служат они только для выработки электроэнергии.

Промышленные электростанции сооружаются на территории крупных предприятий и снабжают электроэнергией производственные цехи, вспомогательные службы, жилые здания и учреждения, расположенные вблизи предприятия. Например, ТЭЦ г.Ош.

Городские и коммунальные электростанции снабжают электроэнергией в основном города и населенные пункты, причем, не только электроэнергией, но и теплом.

Сельские электростанции используются для снабжения электроэнергией сельской местности. Часто эти станции сооружаются группой близлежащих сел. Например, Гульчинская ГЭС Ошской обл., Кочкорский ГЭС Нарынской обл. (демонтированные в 1964г.).

Классификация электропотребителей

Потребители электроэнергии разделяются на промышленные, коммунально-бытовые, сельскохозяйственные, электрический транспорт.

К промышленным относятся **отрасли промышленности** (заводы, фабрики) такие как: легкая, химическая, горно-рудная, тяжелая, пищевая и т.д.

К коммунально – бытовым относятся: химчистка, баня, прачечная, парикмахерская, жилые здания, культурно – просветительные учреждения города (кино-театры, детсады, школы, университеты и институты, стадионы и т.д)

К сельскохозяйственным относятся: сельскохозяйственные производства (молочно – товарные фермы и комплексы, птицефермы, парниковые хозяйства и т.д.), жилые дома, школы, детсады, баня и т.д. в сельской местности.

Для этих потребителей принято рассматривать **системы внешнего и внутреннего электроснабжения**.

Электроснабжением называется обеспечение потребителей электроэнергией.

Системой электроснабжения называется совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

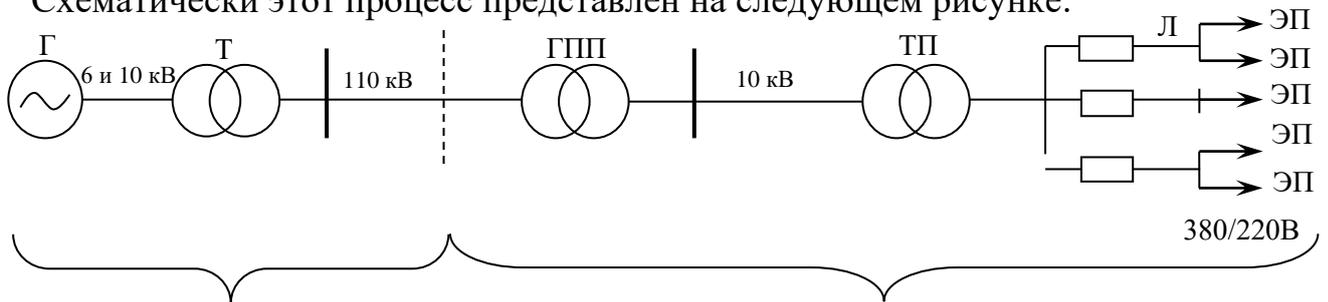
В связи с особенностью построения схем внешнего и внутреннего электроснабжения, а также их конструктивного исполнения разделяют:

- электроснабжение промышленных предприятий;
- электроснабжение городского хозяйства;
- электроснабжение сельского хозяйства.

Внешнее электроснабжение этих хозяйств находится в ведении энергоснабжающей организации.

Внутреннее электроснабжение хозяйств находится в ведении самих хозяйств. Рассмотрим, как осуществляется электроснабжение потребителей на любом промышленном предприятии.

Схематически этот процесс представлен на следующем рисунке:



Внешняя сеть (внешнее ЭС)

Участок промышленного электроснабжения (внутреннее ЭС)

В данной схеме от источника (генератора Г) электроэнергия через повышающий трансформатор (Т) и линии 110кВ передается на расстояние l и поступает на главную понижающую подстанцию предприятия (ГПП). Поскольку электроэнергия вырабатывается на напряжении 6-10кВ, то передача ее до ГПП на этом напряжении не выгодно, т.к. при большой протяженности линий электропередачи возникают большие потери энергии (мощности) в электрических сетях в виде:

$$\Delta P = I^2 R = I^2 \frac{l}{\gamma s}$$

где P – передаваемая активная мощность, кВт

I – ток в линии, кА

R – активное сопротивление линии, Ом

l – длина линии, км

γ – удельная проводимость материала проводника, $\frac{1}{\text{Ом}\cdot\text{км}}$

s – сечение линии, мм²;

Для уменьшения ΔP нужно:

- 1) Увеличить сечение s проводника, а это приведет к перерасходу металла и увеличению веса линии.
- 2) Увеличить проводимость γ материала провода. Для этого потребуется применения дефицитного материала – медь вместо принятого алюминия и сталеалюминия.
- 3) Уменьшить ток в линии I .

Для однофазной цепи $P = IU$ откуда $\rightarrow I = \frac{P}{U}$

где U – напряжение линии

Таким образом, если повышаем напряжение линии, то уменьшается ток в линии, а это приведет к уменьшению потери энергии (мощности).

Отсюда вывод: для уменьшения потери энергии или мощности необходимо повысить напряжение линии.

На предприятии в цехах расположены электроприемники (ЭП) разных видов: электродвигатели, электротехнологические и электротехнические установки, электропечи, а также светотехнические установки (электрические лампы), которые получают электроэнергию на низком напряжении (380/220 В).

Поэтому **система электроснабжения** на территории предприятия строится двухступенчатой: от ГПП по распределительным сетям 6, 10, 20 кВ питаются трансформаторные подстанции цехов (ТП), а от ТП по распределительным сетям низкого напряжения 0,22кВ; 0,38кВ; 0,66кВ получают питание электроприемники, выполняющие различные технологические функции.

Такая система электроснабжения позволяет снизить потери активной мощности в системе электроснабжения. По этой же причине стараются ТП приблизить к электроприемникам, с тем, чтобы уменьшить протяженность распределительных сетей низкого напряжения 380/220В.

Понятия надежности. Категория потребителей электроэнергии

Под надежностью электроснабжения понимают способность электрической системы в любое время снабжать электроэнергией потребителей.

Отключения в электросетях вызываются разными причинами и они могут быть случайными и преднамеренными (Например, для осмотра и ремонта).

Нарушение электроснабжения влечет за собой нежелательные последствия. Например, внезапное погасание света в цехах предприятия приводит к недоотпуску или браку продукции. Уровень такого ущерба определяется условиями производства и характером потребителей.

При проектировании схемы систем электроснабжения учитывают так называемые **категории потребителей**. Все потребители делятся на следующие категории.

Первая категория – это потребители, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, повреждение оборудования, нарушение технологии производства, значительный ущерб народной хозяйству. Для таких потребителей перерыв в электроснабжении допускается только на время автоматического переключения на резервный источник питания.

Приемники первой категории должны иметь два и более независимые источники питания с тем, чтобы выход из строя одного из них не привел бы к отклонению потребителей.

Вторая категория – это потребители, перерыв в электроснабжении, которых связан с простоем рабочих, механизмов, нарушением нормальной жизни значительного числа городских жителей. Для таких потребителей перерыв в электроснабжении допускается на время приезда выездной бригады работников РЭС и устранения аварии.

Для потребителей второй категории возможность резервирования электроснабжения от второго источника определяется из сопоставления материальных затрат на создания резерва и ущерба производству от перерыва электроснабжения. Если ущерб превышает затраты на резервирования, то устанавливают резервный источник, а если наоборот, то нет.

Третья категория – это не ответственные потребители. Например, вспомогательные цеха предприятия, небольшие поселки, кустарные предприятия и т.д., перерыв допускается на время устранения и ремонта аварийного участка, но не более 24 часа.

Для потребителей 3й категории резерв не устанавливают.

Лекция 2 (Обзорная)

Проблемы эффективного управления современными и перспективными электроэнергетическими системами

Электроэнергетические системы (ЭЭС) – относятся к классу ключевых, структурообразующих компонентов современной техносферы, от устойчивого функционирования которых непосредственно зависят жизнь и развитие цивилизованного общества. Современные ЭЭС представляют собой комплексы различных подсистем, связанных между собой процессами интенсивного динамического взаимодействия и обмена энергией, веществом и информацией. Указанные суперсистемы являются большими нелинейными, многомерными и многосвязными, в которых протекают сложные переходные процессы и при определенных условиях возникают критические и хаотические режимы.

Поэтому электроэнергетическая наука в настоящее время вынуждена заниматься проблемами неведомой прежде сложности, так как она подошла к тому рубежу, за которым успешно работавшие ранее «линейные» приемы и методы исследования становятся непригодными. Естественно, новые задачи требуют и новых способов их решения. Сложности порождаются, главным образом, нелинейностью изучаемых явлений и многообразием возможных ответов на те вопросы, которые ставит перед инженерами современная ЭЭС.

Именно нелинейность рассматриваемых моделей, влекущая за собой кажущуюся непредсказуемость направления, в котором потечет изучаемый процесс, в свое время обескуражила многих. В нелинейных системах не сохраняет свою силу классический принцип суперпозиции, т.е. результат одновременного воздействия нескольких факторов на какой-либо объект неравнозначен сумме результатов, вызываемых теми же факторами, если они действуют по отдельности. Поэтому до настоящего времени интерес исследователей – электроэнергетиков, главным образом, хотя и неисключительно, была на «линейных» задачах, т. е. на таких, математическая формулировка которых приводила к линейным дифференциальным уравнениям, обыкновенным или в частных производных.

Современная ЭЭС охватывает сложную совокупность процессов преобразования, передачи электрической энергии от источников до приемников включительно. Электрическая система - это совокупность элементов вырабатывающих G (генератор), преобразующих T (трансформатор), передающих линии электропередачи (ЛЭП), распределяющих - РУ (распределительные устройства) и потребляющих электрическую энергию (ПЭЭ) и связанные между собой единым процессом

производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии сложный процесс (рис.4.1).



Рис.4.1. Схема простейшей электрической системы

Основными элементами (объектами) современных ЭЭС являются генераторы (турбо и гидро), трансформаторы, ЛЭП (воздушные и кабельные) и ПЭЭ (рис.4.2).

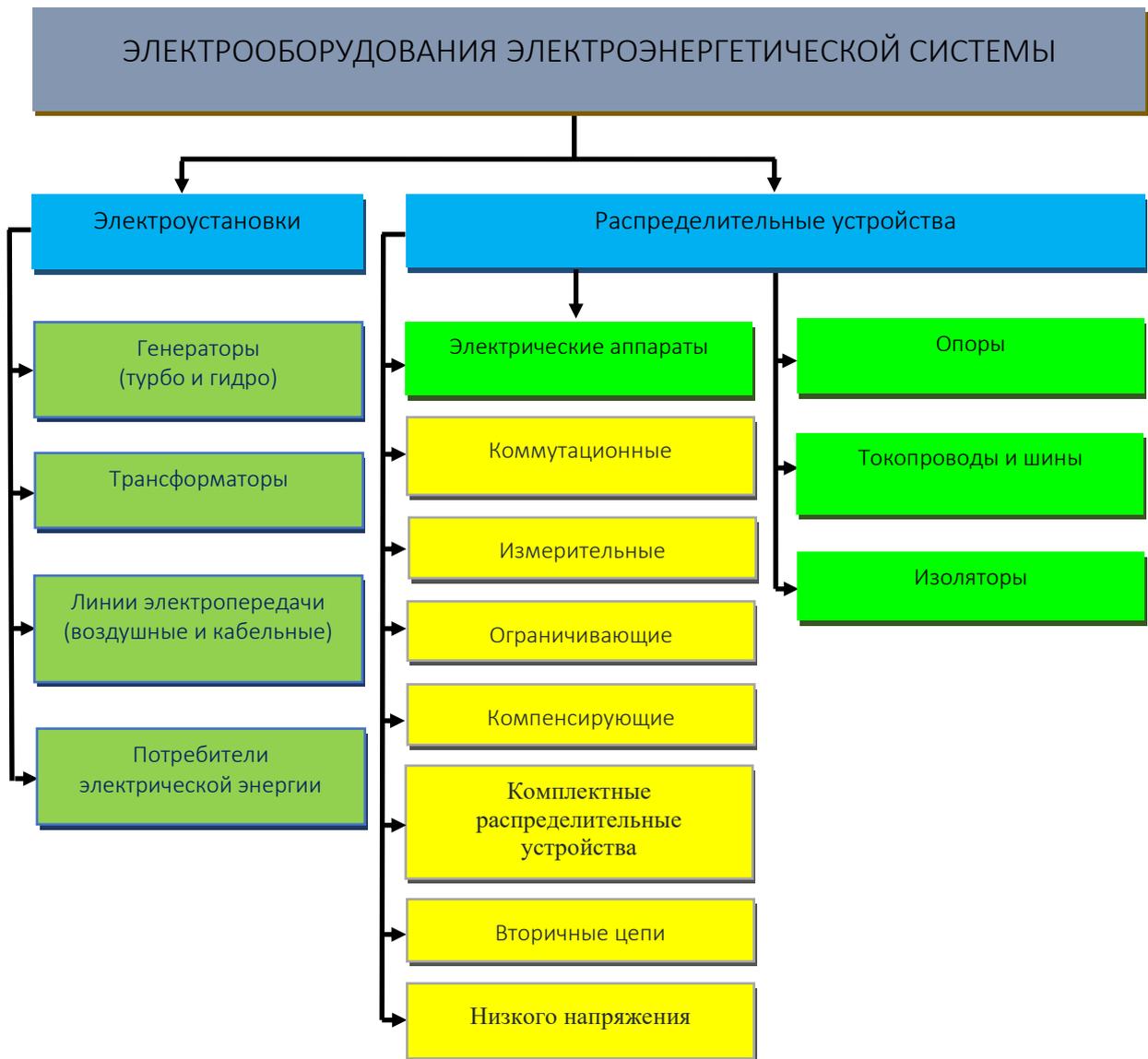


Рис.4.2. Электрооборудования электроэнергетической системы

Развитие энергетики ведет к дальнейшему росту энергосистем и увеличению числа компонентов, входящих в их состав. Современная ЭЭС в соответствии с целями функционирования должна обеспечивать выполнение заданных вещественно-энергетических процессов.

На рис.3.1. приведена блок-схема процесса производства, преобразования, передачи, распределения и использования электрической энергии, где показаны категории первичных источников и различные этапы процесса:

- преобразование механической энергии в электрическую;
- трансформация и передача энергии;
- потребление электрической энергии после преобразования к виду, допускающему ее прямое использование.

Стрелки обозначают главные входы и выходы; ими отмечены начала и концы элементов, характеризующие фазы процесса. В блок-схеме упрощенно показаны ОС регулирования мощности агрегата с целью поддержания заданного значения частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности.

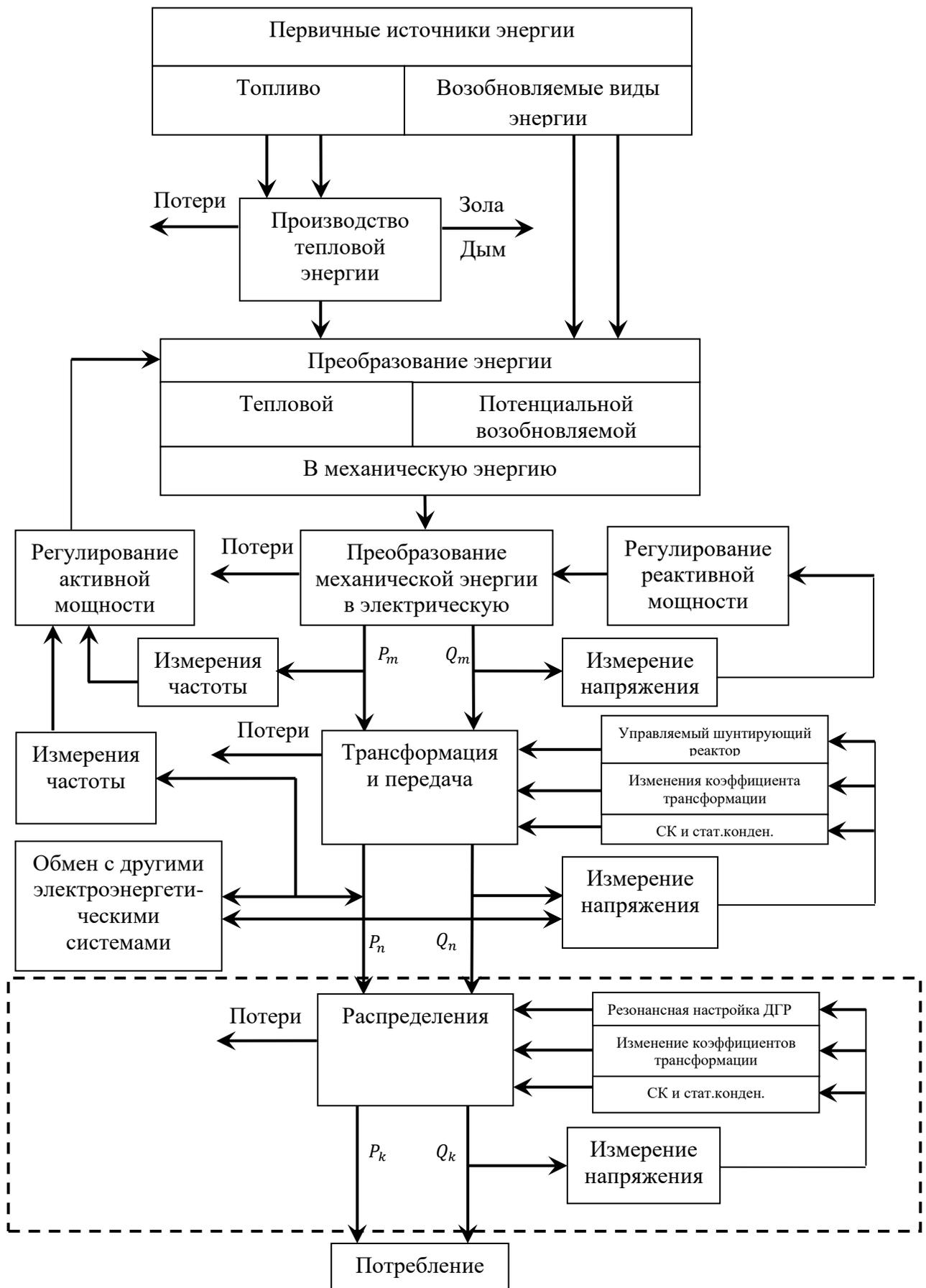


Рис.3.1. Блок-схема технологического процесса производства, преобразования, передачи, распределения и использования электрической энергии

ЭЭС в каждом режиме и при переходе от одного режима к другому характерны следующие признаки, свойственные кибернетическим системам:

- наличие цели или алгоритма управления;
- взаимодействие элементов системы с внешней средой, являющейся источником случайных возмущений;
- необходимость отыскания условий оптимальности действий системы в целом и ее частей;
- управление процессами системы на основе передачи, приема информации и ее последующей обработки;
- регулирование процессов на основе применения принципов обратной связи.

Следует также отметить некоторые важные особенности ЭЭС:

- одновременность процесса производства, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической энергии;
- многомерность и многосвязность, наличие взаимодействующих подсистем, многообразие режимов и возможных возмущений.
- быстрота протекания переходных процессов в ЭЭС требует обязательного применения специальных быстродействующих автоматических устройств.

Надежное и качественное функционирование таких ЭЭС, невозможно без применения систем автоматического управления, к которым предъявляются следующие основные требования по обеспечению:

- требуемых статических характеристик системы;
- устойчивой работы системы с запасом и качества переходных процессов при больших и малых возмущениях.

Технологический процесс в соответствующем энергообъекте (ЭО) (рис.3.1.) определяется сопутствующими потерями энергии. Эти потери связаны с характером протекающих тепловых, электромагнитных и электромеханических процессов, свойства которых зависят не только от принятой конструкторами технологической схемы объекта, но, что особенно важно, и от применяемого принципа управления его технологическими процессами.

Совершенствование технологической схемы производства электроэнергии на электростанциях происходит сравнительно медленно и вряд ли в ближайшее время стоит ожидать принципиально новых решений по повышению КПД процесса преобразования энергии топлива в тепловую энергию пара, поступающего в турбину. Это, в свою очередь, не

способствует экономии топлива и соответственно повышает себестоимость электроэнергии.

Проблемы традиционных алгоритмов управления

Методы построения линейных систем управления турбинами описаны в работах В.Я.Ротача, А.С.Клюева, В.А.Иванова, И.И.Кириллова и др. Существенный вклад в развитие теории переходных процессов синхронных машин, теории автоматического регулирования синхронными машинами и теории устойчивости электрических систем внесли видные российские и зарубежные ученые М.П.Костенко, А.А.Горев, Р.Парк, М.М.Ботвинник, В.А.Веников, И.В.Литкенс, Н.Андерсон, А.Фуад, П.С.Жданов, С.А.Лебедев, М.В.Мееров, Г.В.Михневич и др.

В настоящее время несмотря на всеобщее распространение тепловых электростанций (ТЭС), они практически не участвуют в первичном регулировании частоты, уступая эту роль немногочисленным гидроэлектростанциям (ГЭС). Как правило, энергоблоки ТЭС работают в базовом режиме и практически не используют возможность работы в широком диапазоне нагрузок. В этой связи возникает важная проблема повышения маневренности агрегатов электростанций, решение которой для парогенерирующих установок означает расширение диапазона нагрузок и тепловых режимов, в рамках которого система управления котлом способна обеспечить его устойчивую работу. При этом основное препятствие состоит в ограниченных возможностях существующих линейных систем управления энергоблоками ТЭС. А также известно, что современные тепло и гидроэнергетические суперсистемы представляют собой комплекс различных динамических подсистем, выполняющих разнообразные технологические функции (рис.3.1).

Традиционные методики построения алгоритмов управления ЭЭС обычно строятся по принципу так называемой «компенсации» нелинейностей моделей или их игнорирования, сепарирования имеющихся каналов

управления, нейтрализации перекрестных связей и т.д. Подобные вынужденные искусственные приемы, вызванные ограниченными возможностями известных методов классической теории управления, в конечном итоге, весьма негативно сказываются на способности систем управления отвечать современным требованиям к ЭЭС с точки зрения качества производимой энергии, устойчивости ЭЭС и энергосбережения [97].

Повышение требований к качеству работы ЭО, а именно: их устойчивости, надежности, расширения их функциональных возможностей, да и сама логика научно-технического прогресса, обуславливают актуальность и необходимость поиска принципиально новых путей совершенствования процессов управления ЭО и их группами в составе ЭЭС. Традиционные алгоритмы управления ЭЭС сложились более полувека назад и используются поныне, хотя они явно устарели. В свое время они показали свою эффективность, но их применение во все более развивающихся и расширяющихся структурах ЭЭС страны порождает свои проблемы и требует их незамедлительного решения. Перечислим эти проблемы [97, 98]:

1. Линейные регуляторы сужают область динамической устойчивости ЭЭС. В настоящее время системы управления частотой вращения и активной мощностью синхронных генераторов (СГ) электрических станций, как правило, проектируются в виде *отдельных линейных* подсистем (рис.3.2).

Линеаризованные системы адекватны только в небольшой области отклонения от установившегося состояния.

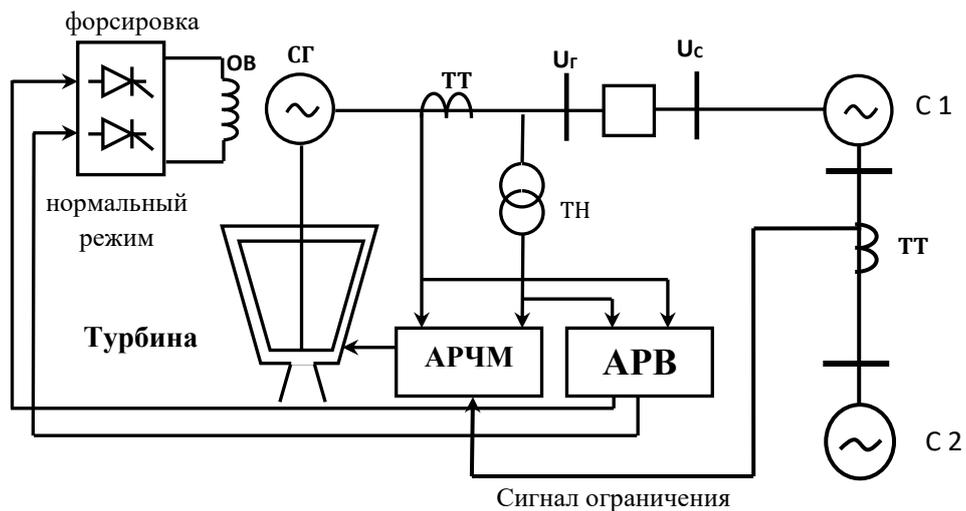


Рис.3.2 Традиционная схема регулирования частоты (АРЧ) и активной мощности в ЭЭС (АРЧМ)

В пиковых и критических ситуациях, когда СГ работают в режимах больших отклонений, значительно проявляются их нелинейные свойства, и неучет этих свойств способствует возникновению и развитию системных аварий, подобных авариям 1977 и 2003 годов в США и 2005 года в Москве. Это означает, что для эффективного управления, обеспечивающего, по крайней мере, сохранение асимптотической (динамической) устойчивости ЭЭС, необходимо рассматривать нелинейные модели ЭО и проводить синтез и проектирование систем управления методами, которые в наиболее полной мере позволяют учесть явления *взаимосвязанности и нелинейности* процессов в ЭО.

Основной недостаток традиционных автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) СГ (рис.3.3) заключается в том, что параметры этих регуляторов фиксированы и рассчитаны для определенного локального режима. Это обстоятельство приводит к тому, что не учитывается многорежимность функционирования СГ. Таким образом, параметры регулятора, рассчитанные для одного режима, не обеспечат качественное регулирование в другом режиме, а могут даже существенно ухудшить статические и динамические свойства ЭЭС. Преодолеть указанный недостаток, связанный с фиксированностью параметров линейных АРВ для

локальных режимов, в настоящее время пытаются, используя преимущественно методы нечеткой

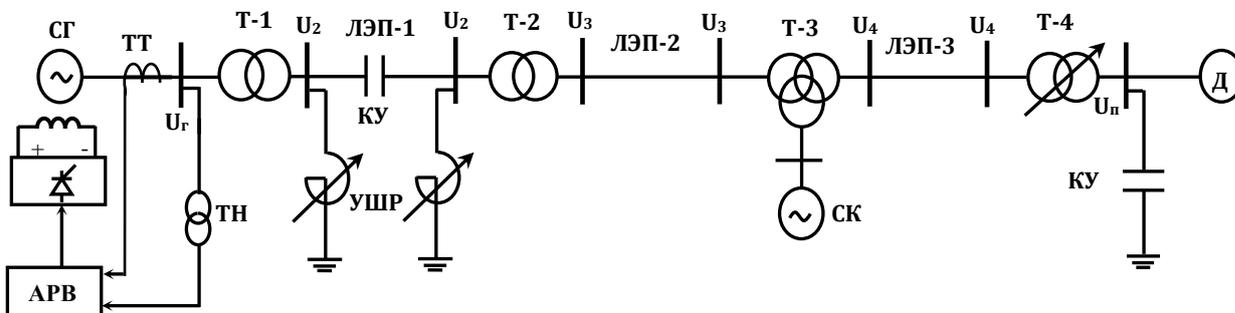


Рис.3.3 Традиционная схема регулирования напряжения СГ (АРВ) и поддержание напряжения на должном уровне в контрольных пунктах ЭЭС

логики. Причем, в большинстве случаев настройки регуляторов выбираются на основании опытных знаний экспертов, общих представлений о физике протекания процессов или методом проб и ошибок. Подобный подход никак *не гарантирует* нахождения оптимальных настроек регулятора, в сильной степени зависит от человеческого фактора и к тому же требует больших временных затрат.

2. Работа в критических режимах. Большими возмущениями режимов в ЭЭС называются отключения мощных нагрузок или трансформаторов, ЛЭП и т.д., (например, что и произошло в энергосистеме г. Москвы в мае 2005г). К еще более резким изменениям режима работы ЭЭС приводят короткие замыкания (КЗ), которые, в зависимости от места возникновения и вида, могут вызывать критические изменения передаваемой мощности, резкие сбросы мощности и выпадение СГ из синхронизма. Статистика аварий, происходящих в ЭЭС, показывает, «...что большинство аварий на высоковольтных ЛЭП – это однофазные КЗ (75-90%). Более редкими являются трехфазные КЗ, составляющие 5-10% от общего числа КЗ. Этот вид КЗ является чрезвычайно тяжелым, поскольку оно полностью прерывает передачу мощности в ЭЭС». Устранить потерю динамической устойчивости, вызванную воздействием трехфазного КЗ на ЭЭС, возможно только путем

быстрого отключения соответствующего аварийного участка. В то же время при однофазном КЗ можно сохранить устойчивость ЭЭС, работающей в критических режимах, лишь при использовании *нелинейного взаимосвязанного* управления турбо- и гидрогенераторами энергоблоков, что позволяет сократить расходы на дорогие мероприятия по усилению ЭЭС.

Особое место среди критических (экстремальных) режимов работы ЭЭС занимают лавины частоты и напряжения, вызванные снижением генерируемой мощности при снижении частоты. Традиционными методами предотвращения этих явлений являются:

- использование имеющегося в ЭЭС резерва мощности;
- отключение части нагрузки (автоматическая частотная разгрузка или сбрасывание нагрузки).

3. Разделение каналов управления энергообъектами. Взаимодействие каналов управления СГ и турбиной особенно усиливается в пиковых и аварийных ситуациях ЭЭС, когда эти ЭО работают в критических режимах. В практике сложилось так, что при традиционных алгоритмах управления подсистемы СГ и турбины являются развязанными, т.е. локальными. Однако исследование управляемости СГ по их нелинейным моделям, проведенное на основе условий общности положения принципа максимума, показало, что использование двухканального взаимосвязанного управления СГ позволяет существенно повысить динамические свойства ЭЭС и расширить область динамической устойчивости. Еще более 30 лет назад в своих работах профессор В.А.Веников указывал на необходимость именно взаимосвязанного управления: *«...аварийное регулирование турбин дает существенный эффект лишь в том случае, если оно осуществляется в тесной взаимосвязи с регулированием возбуждения турбогенератора (форсирование возбуждения, развозбуждение, демпфирование колебаний). Поэтому необходимо одновременное согласование управления возбуждением турбогенератора и механической мощностью его турбины от одного комплексного управляющего устройства»*. К сожалению, до сих пор

подобные устройства не реализованы и поэтому зачастую возникают ситуации, когда действия каналов управления вступают в явные противоречия друг с другом и могут существенно снизить устойчивость ЭЭС.

4. Возникновение системных аварий. В ЭЭС возможны возмущения, которые приводят к возникновению явления электромеханического резонанса. Это, в свою очередь, может привести к нарушению устойчивости ЭЭС, асинхронному ходу и, вообще, к развитию системной аварии, которая может перекинуться на ЭЭС соседних регионов, ЭЭС страны и стран СНГ. Такого рода системные аварии наносят значительный экономический ущерб стране (13 июля 1977 года, 14 августа 2003 года в энергосистеме Нью-Йорка США, 25 мая 2005 года в энергосистеме Москвы).

Таким образом, указанное явление приводит к необходимости постановки и решения новой сложной проблемы построения регуляторов для СГ, обеспечивающих подавление наихудших возмущений, действующих со стороны ЭЭС, с целью обеспечения максимально возможной области асимптотической (динамической) устойчивости ЭЭС.

5. Параметрическая неопределенность. Любая сложная ЭЭС характеризуется наличием ряда неопределенностей:

- неточное описание математической модели;
- неконтролируемое изменение статических и динамических свойств;
- воздействие на систему внешних возмущений и др.

«Существенным может быть также отличие фактических параметров генераторов от расчетных, которые обычно даются фирмой-изготовителем только ориентировочно (расхождения до $\pm 15\%$ и более)». Наличие различного рода параметрических неопределенностей обусловило развитие адаптивных систем управления с целью уменьшения неопределенностей реального процесса. Наибольшее применение нашли адаптивные системы, в которых при построении основного контура управления в ЭЭС, как правило, по-прежнему используются *линейные методы*, такие как модальное

управление, локально-оптимальное управления, оптимальное управление, а для подстройки параметров в контуре адаптации используются следующие методы: метод скоростного градиента, метод рекуррентных целевых неравенств, метод стохастической аппроксимации и т.д.

Таким образом, в современной ситуации, обусловленной высокой степенью развития вычислительной, микропроцессорной и информационно-измерительной техники, для решения перечисленных выше проблем следует переходить на принципиально новые синергетические алгоритмы управления ЭЭС, которые учитывают следующие особенности ЭО:

- структурную сложность, проявляющуюся в многомерности, многосвязности и параметрической неопределенности;
- многорежимность функционирования, связанную с существенным изменением нагрузок и изменением конфигурации сети;
- сильное проявление в переходных и критических режимах нелинейных свойств объектов ЭЭС, что приводит к существенным погрешностям расчетов и даже к качественным искажениям результатов.

Для решения изложенных выше сложных проблем управления ЭЭС предлагается применить идеи синергетики - новой интегральной науки, изучающей процессы самоорганизации и коллективного, когерентного поведения в нелинейных ДС различной природы, а также принципы и методы новой синергетической теории управления (СТУ), базирующейся на концепции направленной самоорганизации и динамической декомпозиции многомерных систем.