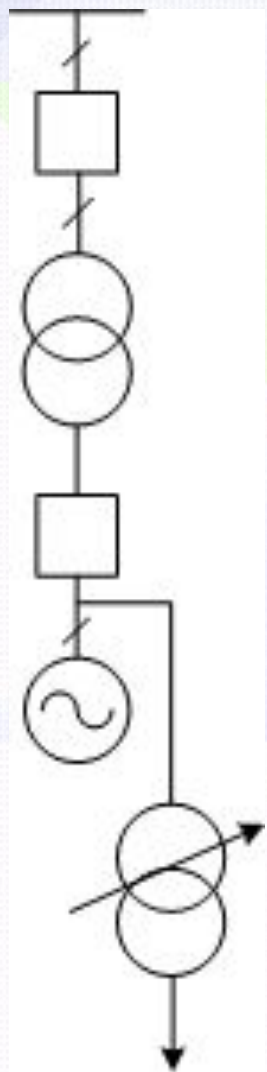


Лекция

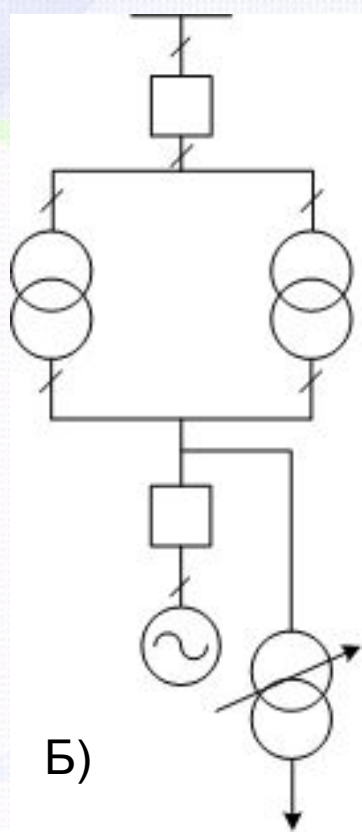
Структурные схемы электрических станций

1. Типы блоков, применяемых на электрических станциях.
2. Структурные схемы КЭС.
3. Структурные схемы ТЭЦ.
4. Структурные схемы АЭС.
5. Структурные схемы ГЭС,ГАЭС.



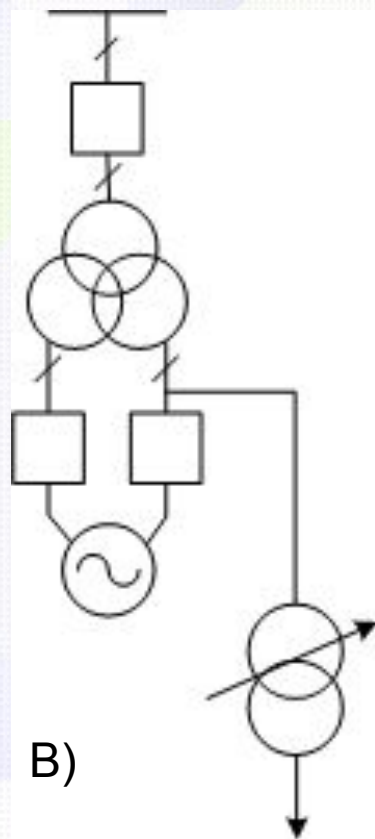
Генераторы соединяют с повышающими трансформаторами чаще всего по схеме единичного блока. В генераторных цепях устанавливают генераторные выключатели (или выключатели нагрузки) – дополнительные последовательные элементы, снижающие надежность энергоблоков. С другой стороны, количество коммутаций выключателями на стороне повышенного напряжения, которые менее надежные, чем генераторные так же снижается. Кроме того, установка генераторных выключателей позволяет производить пуск и останов блоков от рабочих трансформаторов СН. Это повышает надежность системы СН и позволяет выбирать одинаковой мощность рабочих и резервных трансформаторов. Полагают, что количество положительных качеств при использовании генераторных выключателей превалирует.

А)



Б)

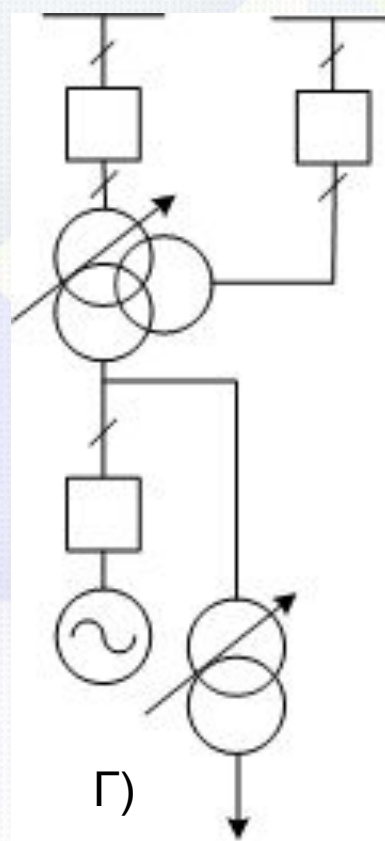
При трудностях в изготовлении блочного трансформатора необходимой мощности используется схема с двумя блочными трансформаторами меньшей мощности.



В)

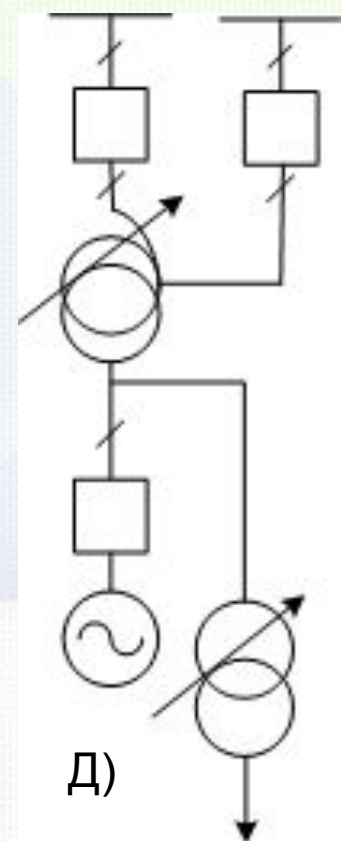
Крупные энергоблоки, например 1200 МВт, подключают коммутацией параллельных обмоток генератора на отдельные обмотки расщепленного трансформатора

При наличии связи блока с двумя РУ повышенного напряжения могут быть применены схемы



Г)

Схема служит для связи сетей с различным режимом заземления нейтралей: 110-220/35/6 – 10 кВ



Д)

Схема пригодна для эффективно заземленных сетей

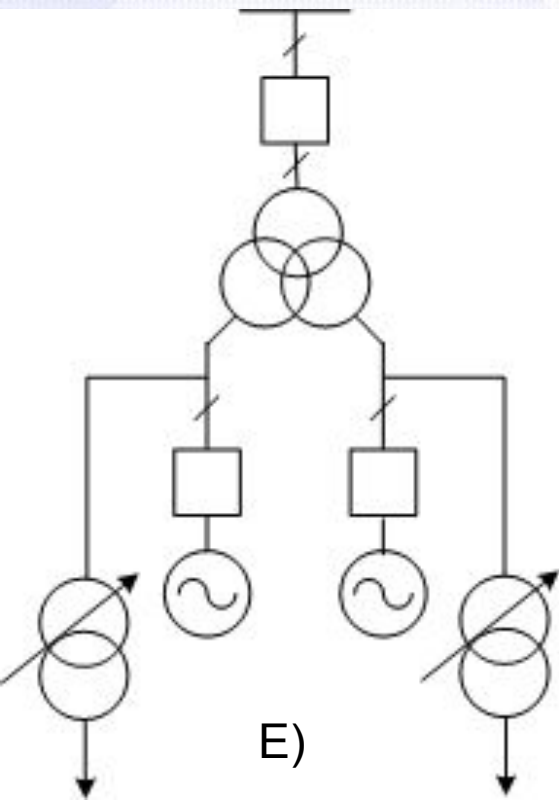
При использовании схемы(д) необходимо учесть два принципиальных момента.

Во-первых, мощность автотрансформатора должна удовлетворять условию

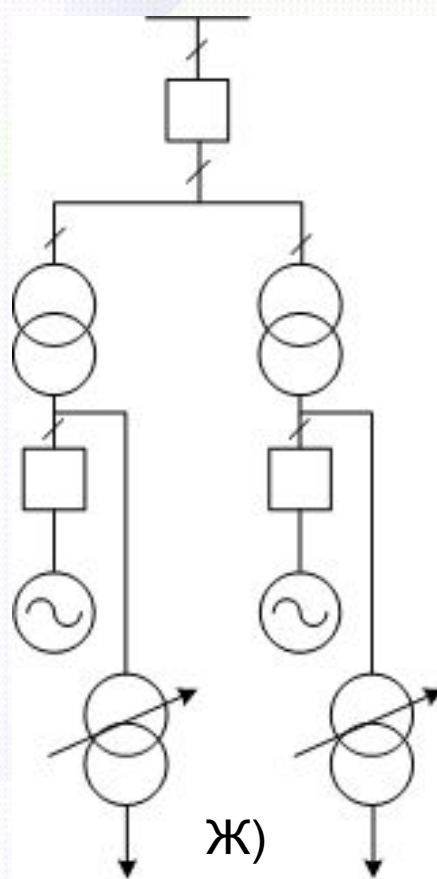
$$S_{AT} \geq (S_{г.НОМ} - S_{СН.НБ}) / k_{тип},$$

где $S_{г.НОМ}$ - номинальная мощность генератора; $S_{СН.НБ}$ - наибольшая нагрузка СН.

Во-вторых, применение автотрансформаторов в блоке оправдано только в том случае, если помимо мощности, передаваемой из сети низшего в сеть высшего напряжения, существует постоянный переток мощности из сети среднего в сеть высшего напряжения. В противном случае недоиспользуется номинальная мощность автотрансформатора по условию допустимой нагрузки его общей обмотки.



Е)



Ж)

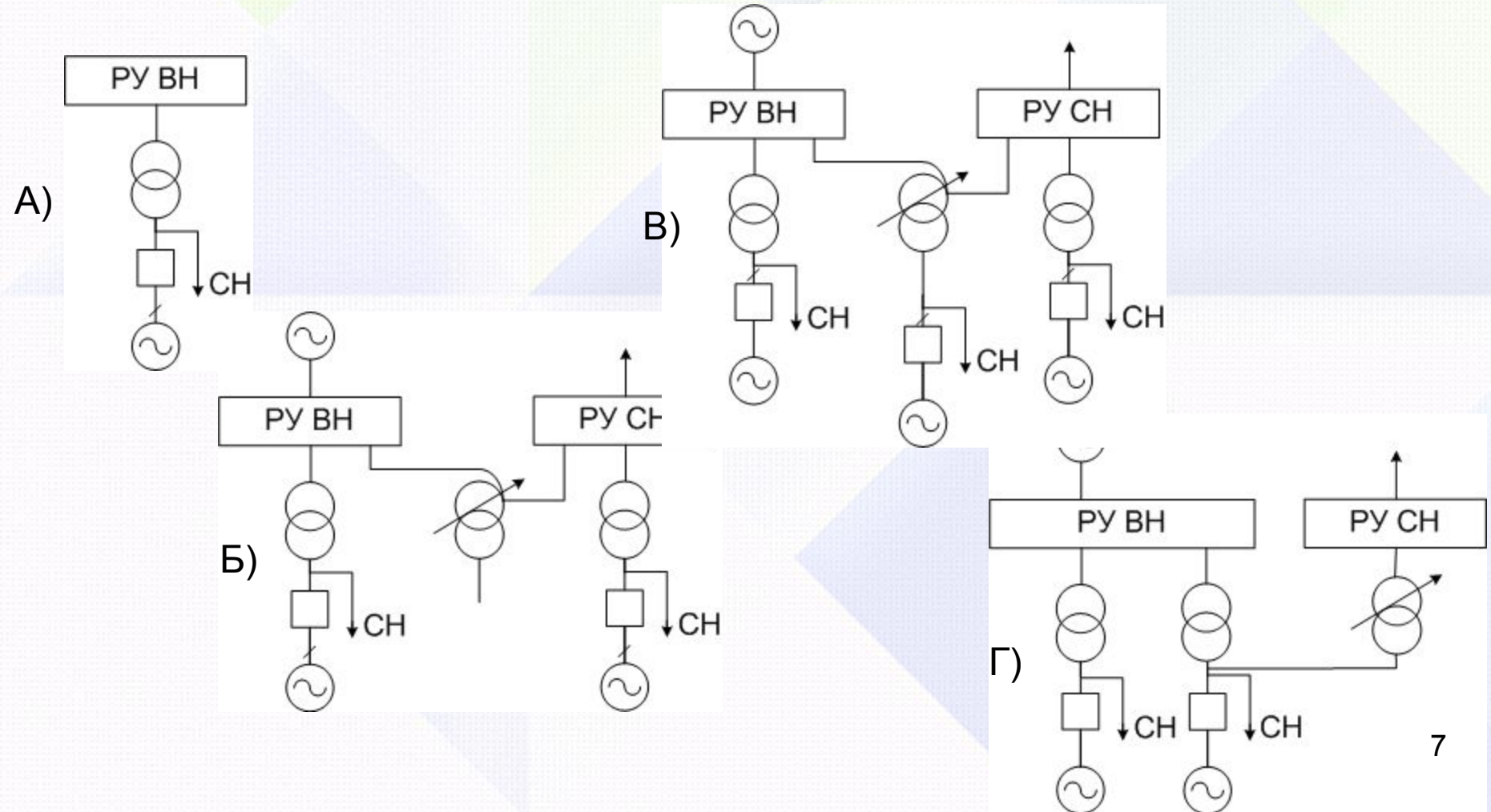
Стремление к экономии количества присоединений к РУ повышенного напряжения приводит к использованию схем с укрупненными (схема Е) или объединенными блоками (схема Ж) блоками. Допустимость укрупнения или объединения блоков определяется критерием. Схема Е недостаточна гибкая, так как ремонтные и аварийные состояния блочного трансформатора определяют режим работы более чем одного турбогенератора. На тепловых электростанциях, имеющих большое число часов использования установленной мощности (5500 – 6500 ч), она практически не встречается и требует специального обоснования. Схема Ж, применяется для объединения блоков мощностью до 800 МВт.

КЭС исторически получили наименование государственных районных электрических станций(ГРЭС). Они проектируются с агрегатами мощностью 100, 200, 300, 500 и 800 МВт(есть турбоагрегат 1200 МВт) и номинальным напряжением 10,5 – 24 кВ. На большинстве сооруженных в стране КЭС, основными являются агрегаты мощностью до 300 – 500 МВт. Вместе с теплоэлектроцентралями они образуют основу электроэнергетики России, и на их долю приходится 69 % установленной мощности электростанций и 67% общей выработки электроэнергии. КЭС стремятся размещать вблизи топливных и водных источников, которые могут быть удалены от центра потребления электроэнергии на 100 – 300 км и более. Вся мощность КЭС, за вычетом расхода на СН, выдается в сети повышенных(110 кВ и выше) напряжений. Мощность генераторов КЭС выбирают возможно большей, исходя из условия сохранения устойчивости параллельной работы энергосистем при расчетных отказах на электростанции, т.е.

$$\Delta P \leq \Delta P_{\text{доп}},$$

Где ΔP – сброс генерирующей мощности при расчетных отказах; $\Delta P_{\text{доп}}$ -допустимое значение по условию устойчивости.

Если мощность электростанции выдается на одном повышенном напряжении, то все блоки присоединяются к РУ этого напряжения (А). Для двух РУ повышенного напряжения и эффективно заземленных сетей берется схема Б. Это пожалуй наиболее распространенный вариант структурной схемы. Схема В применяется гораздо реже. Это связано с эффективностью использования номинальной мощности автотрансформаторов. Схема Г может применяться, если мощность, выдаваемая на среднем напряжении, будет меньше 15-20 % мощности генератора.

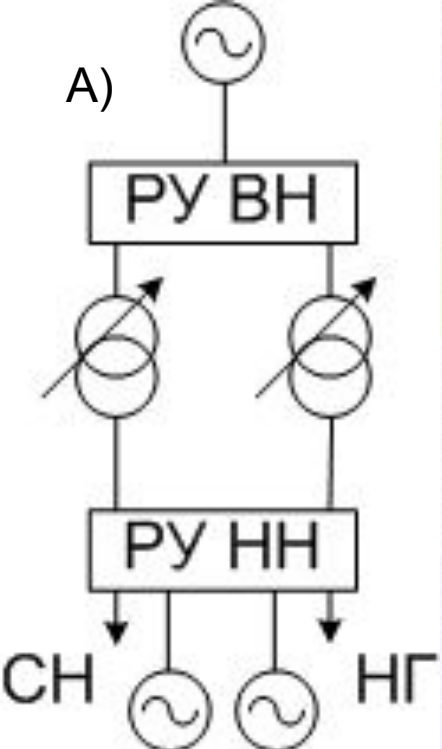


При выборе структурных схем КЭС следует учитывать, что энергоблоки обладают низкой маневренностью. Подогрев, разогрев, синхронизация и набор нагрузки агрегатами происходит в течение 3-12 ч, в том числе набор нагрузки после синхронизации – 0,5 - 1,5 ч. Кроме того, необходимо учитывать наименьшую допустимую нагрузку энергоблока (технологический минимум). Она определяется устойчивостью горения факела в топке котла и составляет от 30% (газотурбинные блоки) до 65% (пылеугольные) номинальной мощности блока.

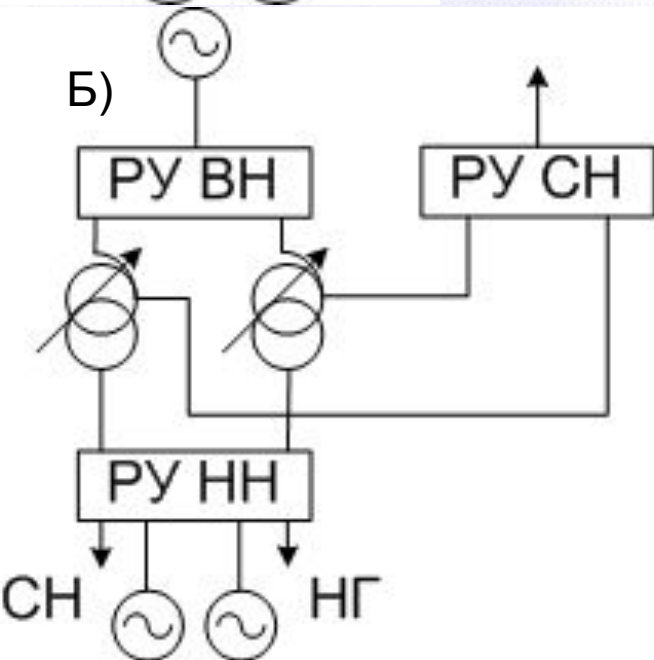
ТЭЦ строят вблизи потребителей производственного пара и теплофикационной нагрузки. Производственный пар передается на расстояние до 10 км, горячая вода для теплофикации – до 35 км. Графики нагрузки агрегатов ТЭЦ зависят от характера теплового потребителя.

К надежности теплоснабжения потребителей предъявляются жесткие требования. Принятые способы и объемы резервирования тепловой нагрузки свидетельствуют, что при обосновании и выборе структурных схем ТЭЦ в расчетных п/а режимах не должно теряться свыше одного наиболее крупного турбоагрегата. По этой причине на ТЭЦ практически не используется укрупнение или объединение агрегатов при их подключении к РУ повышенного напряжения. Эти требования должны выполняться при $n-1$ (единичный отказ элемента). Естественное снижение теплофикационной нагрузки позволяет сохранить полное теплоснабжение и при $n-2$ (отказ одного элемента во время планового ремонта другого).

Одним из определяющих факторов при выборе структурной схемы ТЭЦ является уровень тока КЗ. Если он не превышает номинальные токи выключателей, то возможно создание поперечной связи генераторного напряжения. По условию ограничения токов КЗ к генераторному РУ(ГРУ) с поперечной связью подключается не более двух турбогенераторов мощностью 100 МВт и четырех 60 МВт. Другие агрегаты присоединяются по схеме блока РУ повышенных напряжений.

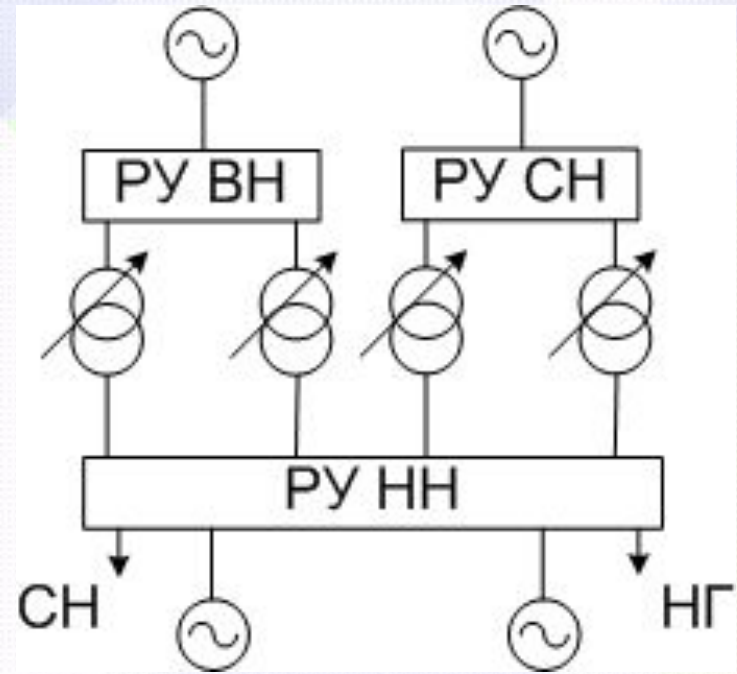


Если мощность электростанции выдается на одном повышенном напряжении, то все трансформаторы связи присоединяются к РУ этого напряжения (схема А). С позиций обеспечения надежности схем в нормальном и ремонтном режимах предусматривается не менее двух трансформаторов связи.



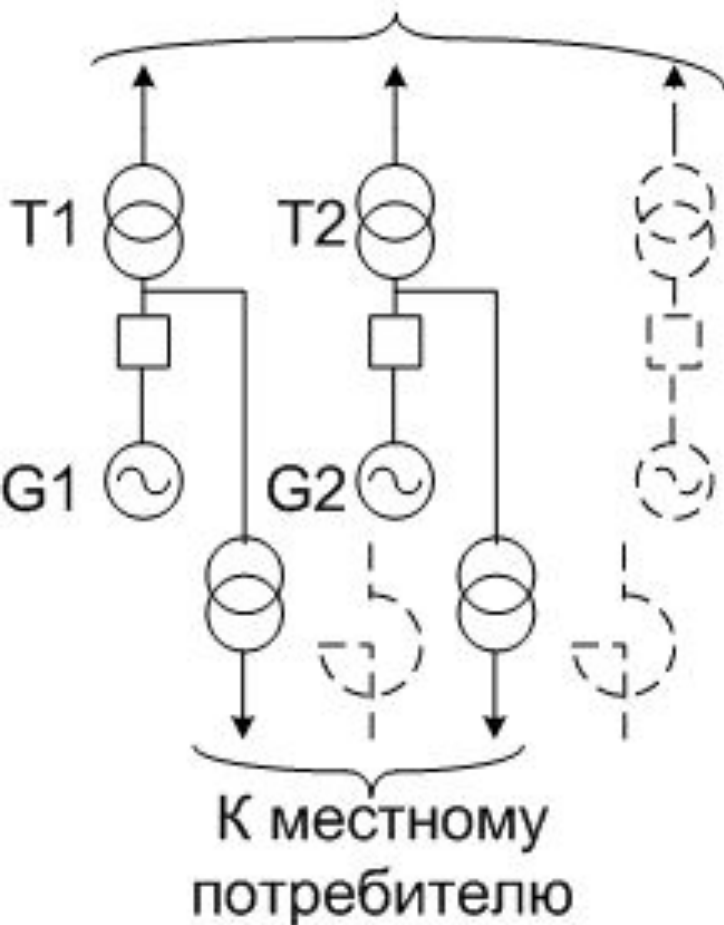
Для двух РУ повышенного напряжения и эффективно заземленных сетей допустимо учесть схему Б.

Схема В может применяться, если мощность, выдаваемая на среднем напряжении, не будет превышать 15% мощности турбогенератора.



При выборе структурной схемы ТЭЦ с поперечными связями учитывается более высокий, по сравнению с блочными электростанциями, диапазон регулирования нагрузки. Наличие общего паропровода, связывающего котлы, позволяет гибко распределять ее между ними. В результате наименьшая, допускаемая, продолжительная нагрузка определяется не котлом, а турбиной и составляет 20% от номинальной мощности последней.

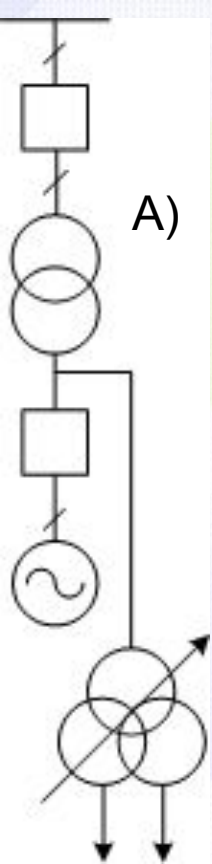
К РУ повышенного
напряжения



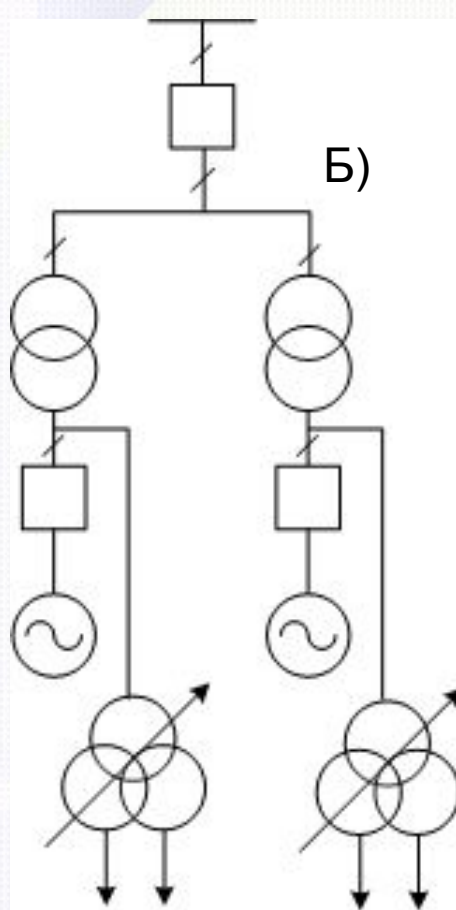
Структурную схему ТЭЦ можно создать используя блочный принцип построения. Такое решение является единственным для электростанций с блоками мощностью более 100 МВт. Здесь токи КЗ даже при наличии секционных реакторов на генераторном напряжении превысят коммутационные параметры выключателей. Электроснабжение местных потребителей осуществляется не менее чем от двух генераторов через понижающие трансформаторы или реакторы. Вероятность отключения турбогенераторов относительно высока, поэтому в цепях турбогенераторов G1 и G2 устанавливаются выключатели. Повреждаемость трансформаторов или реакторов сравнительно невелика, поэтому их подключают без выключателей, используя разъединители или ремонтные шинные накладки. В остальном свойства вариантов структурных схем блочных ТЭЦ подобны таковым для КЭС. При прочих равных условиях при выборе структурной схемы ТЭЦ следует принимать во внимание более низкую надежность и худшие эксплуатационные качества блочной схемы по сравнению со схемой с поперечными связями.¹²

Электрическая часть атомной электростанции подобна КЭС, отличаясь от нее наличием атомного реактора, специфическим составом теплотехнического оборудования, а так же повышенными требованиями к надежности работы оборудования, контролю и поддержанию санитарных норм и к безопасности обслуживания. Атомные электростанции работают по конденсационному циклу и их электрические схемы строятся по блочному принципу. Этому способствует и то, что на АЭС устанавливаются агрегаты большой единичной мощности (200 – 1000 МВт). Вся электроэнергия, вырабатываемая АЭС, выдается в сети повышенных напряжений (обычно 220 кВ и выше). На долю АЭС приходится 10% установленной мощности электростанций и 15% общей выработки электроэнергии в стране.

На АЭС устанавливают единичные, объединенные или укрупненные блоки.



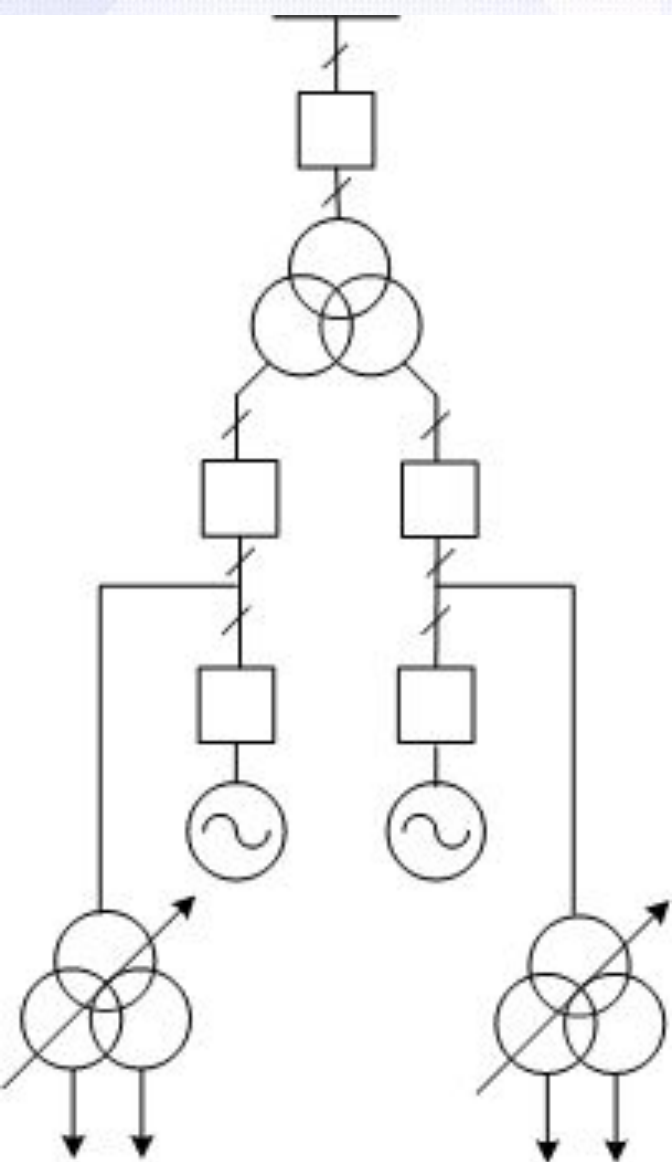
А)



Б)

Если на АЭС применяют два турбогенератора на один реактор, то используется схема объединенного блока (Б). Эффективность такого решения достаточно высока, так как основная доля преднамеренных отключений блоков приходится не на электро-, а на теплотехническую часть.

Генераторы соединяют с повышающими трансформаторами по схеме единичного блока (А), если на один ядерный реактор приходится один турбогенератор.



По тем же причинам применяется схема укрупненного блока(В), когда два турбогенератора присоединяются к одному блочному трансформатору с расщепленной обмоткой низшего напряжения. В ряде случаев, на таком блоке устанавливаются два последовательно включенных генераторных выключателя. Рабочие трансформаторы СН присоединяются между ними. Это повышает надежность электроснабжения СН

Как и тепловые электростанции, АЭС плохо маневренны и мало приспособлены к переменным режимам. Время восстановления технологического процесса в 1,5-2 раза более высокое. Резко переменные режимы АЭС негативно сказываются на состоянии оборудования. Возникают термические напряжения, в том числе в тепловыделяющих элементах, стимулируя образование в них микротрещин, что в итоге может привести к тяжелым последствиям. В отличие от котельных агрегатов ядерные реакторы могут работать на низких уровнях мощности, вплоть до нагрузки СН. Технологический минимум энергоблоков АЭС определяется допустимыми режимами паровых турбин.

При формировании схем электрических соединений АЭС, включая их структурные схемы, необходимо учитывать, что надежность должна превалировать над всеми другими факторами. В остальном структурные схемы АЭС подобны схемам, приведенным для КЭС

Местоположение ГЭС и ГАЭС выбирается по условиям рационального использования водотока. Водные источники находятся на удалении от центров потребления электрической энергии, и основная часть мощности этих электростанций выдается в энергосистему на повышенном напряжении. На их долю приходится 21% установленной мощности и 18% общей выработки ЭЭ в стране.

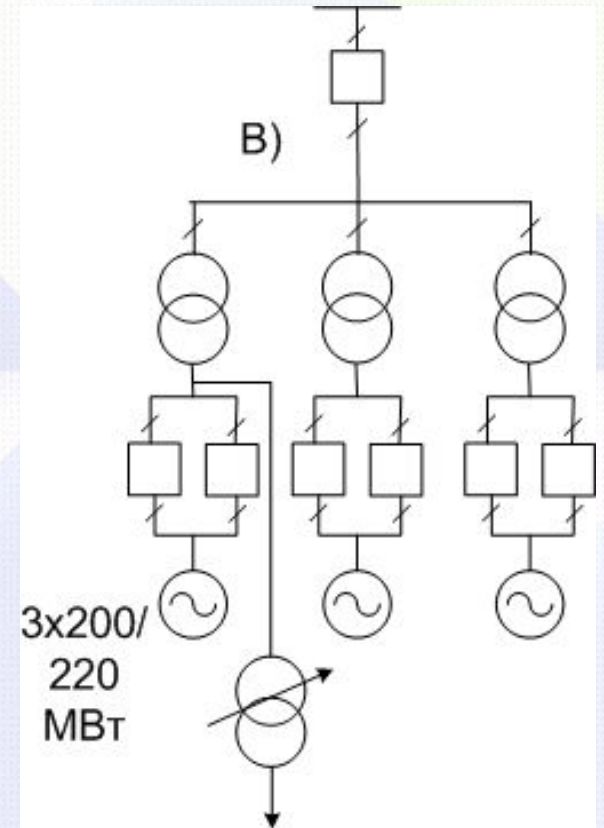
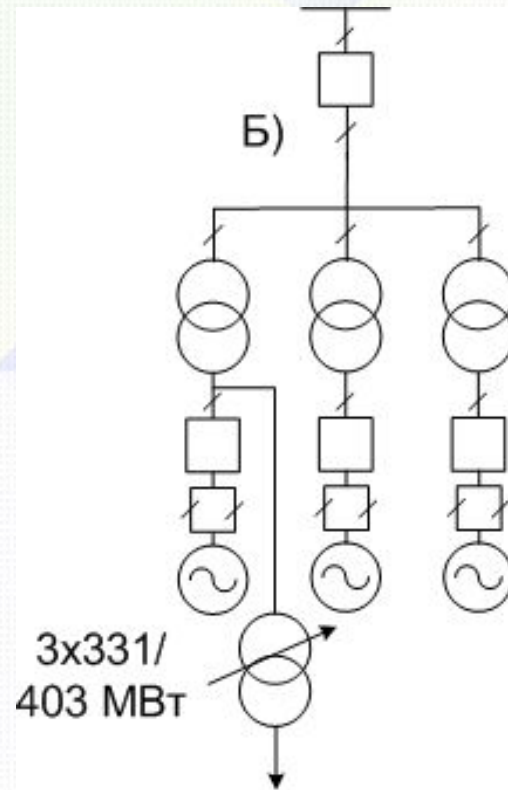
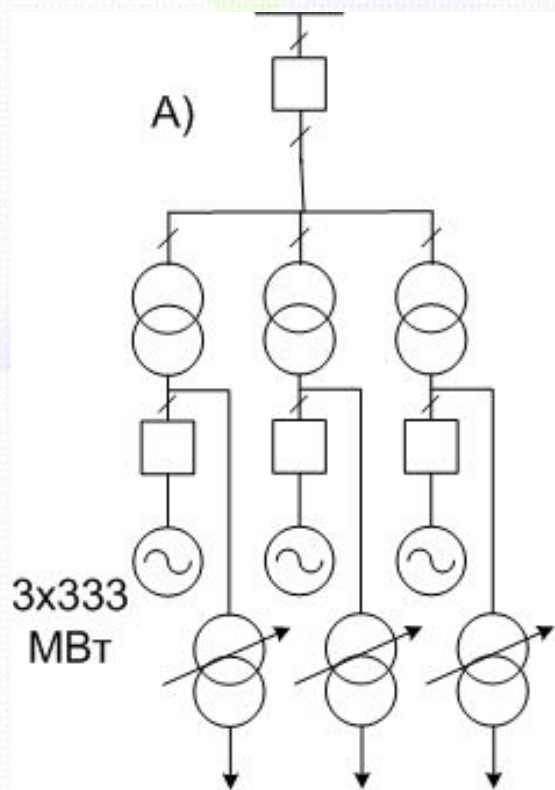
При обосновании и выборе схем электрических соединений ГЭС и ГАЭС следует учитывать их переменный режим работы, высокую маневренность и относительную простоту технологического процесса. Так, разворот, синхронизация и набор нагрузки занимает несколько минут. В частности, время набора 100%-ной нагрузки гидроагрегата из состояния покоя занимает 10 – 60 с. Ограничения ее технологического минимума отсутствуют.

Технологическая часть ГЭС и ГАЭС проектируется на всю расчетную мощность водотока и их дальнейшее расширение не предусматривается. Они имеют ограниченные площади в приплотинных зданиях, что вынуждает располагать РУ высокого напряжения на расстоянии нескольких километров от них.

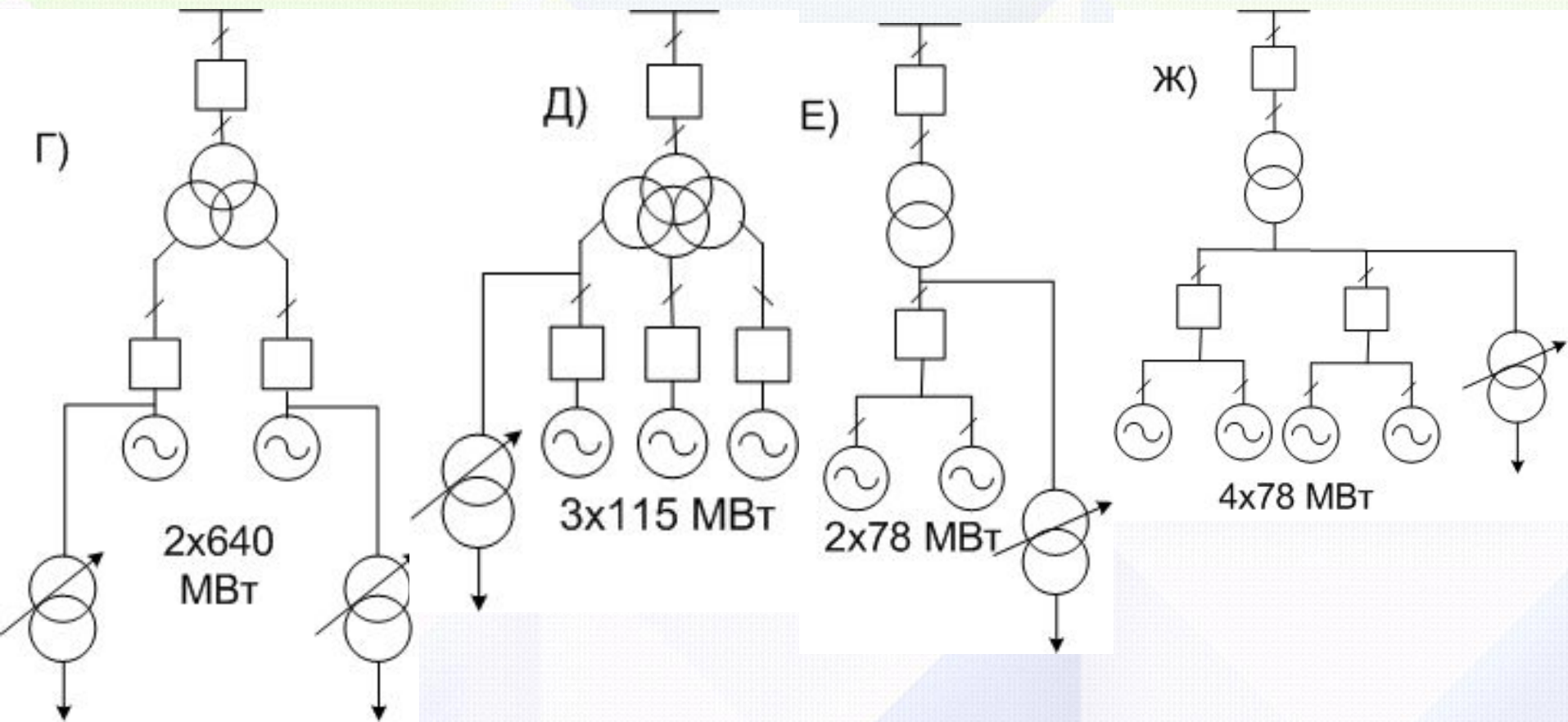
Структурные схемы ГЭС и ГАЭС формируют по блочному принципу.

Распределительные устройства генераторного напряжения встречаются редко и лишь на малых ГЭС. Высокая маневренность и переменный режим работы ГЭС и ГАЭС обусловили широкое применение укрупненных и объединенных блоков. Мощность укрупненного или объединенного блока достигает 1000 МВт и более.

На рисунках а, г-ж приведены схемы блоков ГЭС, а на рис б,в – ГАЭС. Их схемы даны для двухмашинных обратимых агрегатов, где в числителе дана мощность в генераторном режиме, а в знаменателе – в насосном. Переход от генераторного режима к насосному и наоборот осуществляется сменой направления вращения вала гидроагрегата. Это создается двумя реверсивными разъединителями (Б) или выключателями(В), изменяющими чередование фаз.



На Е и Ж два гидрогенератора подключены к одному выключателю. В этом случае необходима их групповая синхронизация.



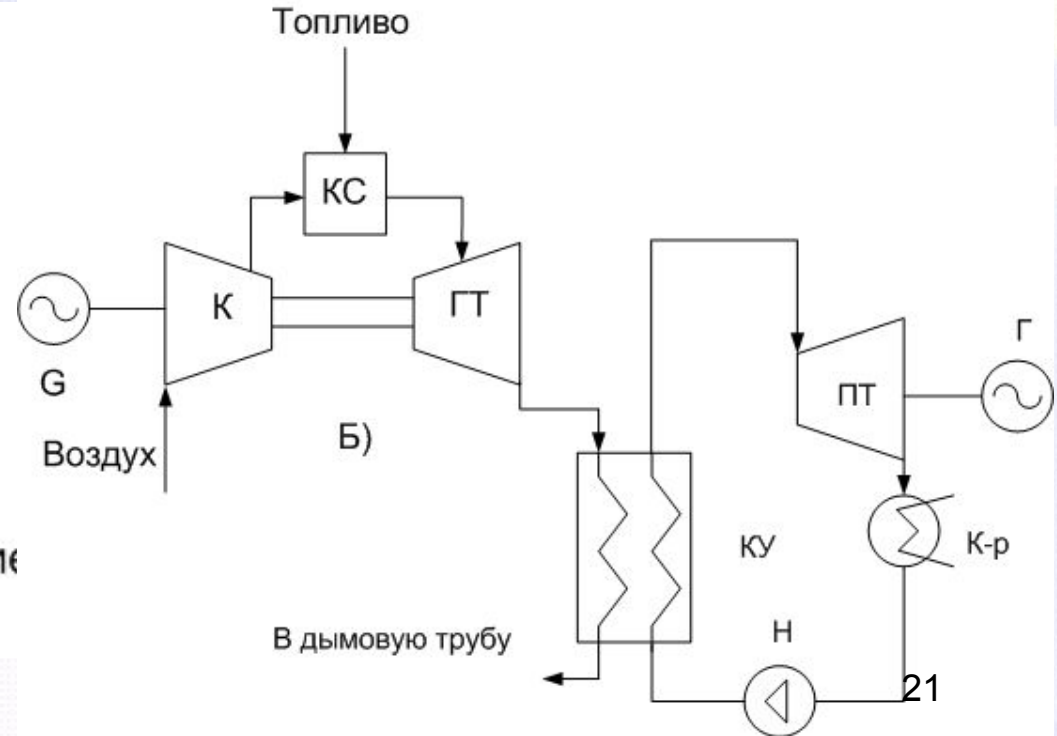
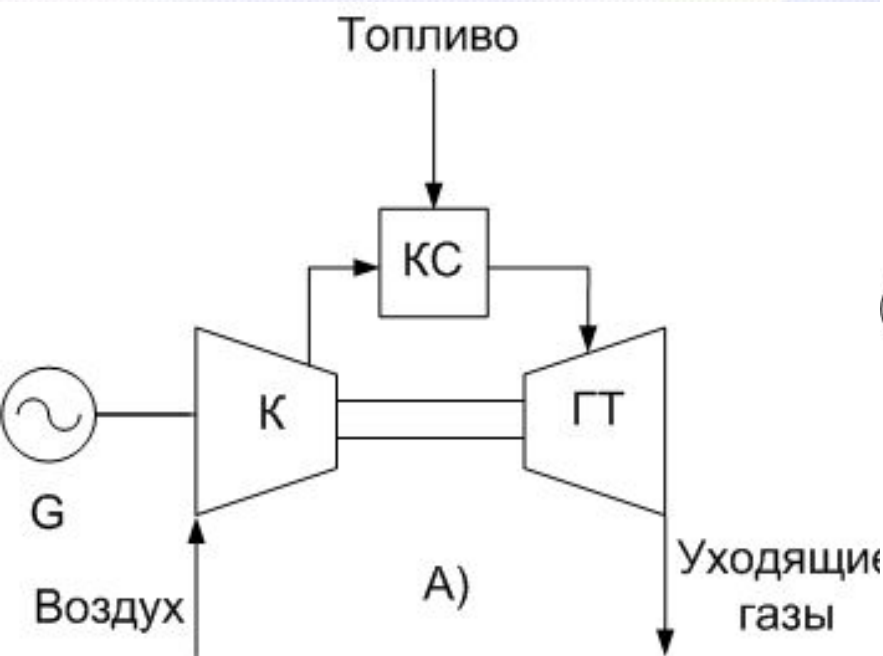
Преобладание в структуре генерирующих мощностей ТЭС и АЭС обостряет проблему покрытия пиковых нагрузок и прохождения ночных периодов со сниженным электропотреблением. Один из способов разрешения этой проблемы – строительство крупных ГАЭС. Они являются пиковыми электростанциями во время максимума нагрузки в энергосистеме и потребителями – регуляторами, способными в ночной период потреблять избыточную электроэнергию. При всем многообразии ГАЭС выделяются два основных принципа пуска агрегатов в насосный режим: асинхронный, путем включения неподвижной электрической машины в сеть; синхронный(или частотный), когда агрегат разворачивается до подсинхронной скорости вращения, синхронизируется с сетью и далее нагружается. Синхронный пуск осуществляется: статическим преобразователем частоты(тиристорным пусковым устройством); вспомогательным генератором или электродвигателем; от соседнего агрегата; собственно гидротурбиной; возбудителем на пару. Асинхронный пуск может быть при прямом включении или при пониженном напряжении.

Перспективы развития отечественной электроэнергетики в определенной мере связывают с газотурбинными (ГТУ) и парогазовыми (ПГУ) энергетическими установками.

Современные ГТУ имеют мощность 1-180 МВт КПД 28-38%. По тепловой экономичности они уступают традиционным паросиловым установкам. Но благодаря более низким капиталовложениям, относительной простоте сооружения и высокой маневренности ГТУ широко применяются в качестве пиковых источников энергии. Так, удельные капиталовложения на ГТУ 300 -350 долл/кВт, что в 3-5 раз меньше, чем для блоков КЭС.

Упрощенная тепловая схема ГТУ приведена на А.

ПГУ с котлом –утилизатором на Б



Существуют способы комбинирования ГТУ в составе ПГУ. В частности, тепловая схема ПГУ с котлами – утилизаторами может быть моноблочной (1хГТ+1хКУ+ +1хПТ+2хГ), дубль-блочной (2хГТ+2хКУ+ +1хПТ+3хГ) и даже триблочной (3хГТ+3хКУ+ +1хПТ+4хГ). В настоящее время распространена схема дубль-блока. В ней мощность газовых турбин достигает 60 – 65% общей мощности ПГУ, составляющей 80 – 450 МВт.

Сравнение электрической схемы первичных соединений собственных нужд ПГУ-450 утилизационного типа со схемой типового паротурбинного блока.

Распределительное устройство собственных нужд 6 кВ каждого энергоблока ПГУ-450 состоит из двух секций. Каждая секция попарно присоединяется к отдельному источнику рабочего питания: трансформаторы собственных нужд типа ТДНС-16000/20У1.

На станциях с ПГУ для потребителей напряжением 380/220В каждой ГТУ энергоблока предусматриваются не менее двух секций РУСН-0,4 кВ, питающиеся от одного рабочего трансформатора 6/0,4 кВ.

Резервное питание РУСН-0,4 кВ энергоблока ПГУ-450 осуществляется от резервного трансформатора собственных нужд. 6/0,4 кВ мощностью 1000 кВА, присоединенного к сборке 6 кВ пускорезервного трансформатора.

Для ПТБ предусматривается две секции РУСН-6 кВ, питающиеся от рабочего трансформатора 20/6,3-6,3 кВ 32МВА с расщеплённой обмоткой низшего напряжения.

Секции РУСН подключаются к третьим секциям магистрали резервного питания, куда переключаются обмотки 6 кВ резервного трансформатора.

Схема собственных нужд 380 В построена так же, как и схема 6 кВ- по блочному принципу. Питание приёмников 380 В каждого блока осуществляется от трёх трансформаторов 6/0.4 кВ, 1000 кВА, к каждому из которых подключается одна секция 0.4 кВ. Две секции из трёх секционированы автоматами на полусекции, к одной из которых подведено рабочее питание, к другой- резервное. К последней присоединены только особо ответственные токоприёмники. Во избежание перегрузки резервного трансформатора 6/0.4 кВ, в случае потери напряжения на обеих полусекциях с.н. 6 кВ, автоматически отключается секционный автомат.

Мощность собственных нужд 6 и 0.4 кВ ПГУ-450 и ПТБ-320 примерно одинакова, схож и состав электротехнического оборудования. Но по блочному принципу схемы электроснабжения собственных нужд ПГУ утилизационного типа строятся только для ГТУ. Электроснабжение собственных нужд ПТУ в составе ПГУ, как «несамостоятельной», производится от секций собственных нужд 6 кВ ГТУ. Чтобы обеспечить работу ПТУ (с 50% нагрузкой) и одной ГТУ, каждый трансформатор собственных нужд 6/0,4 кВ ПТУ подключается к одной из секций собственных нужд 6 кВ ГТУ энергоблока.