

КЫРГЫЗСКО-РОССИЙСКИЙ СЛАВЯНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ЕСТЕСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ ВЫБОР СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

**Учебно-методическое пособие
по выполнению курсовой работы**

Рецензент: канд. техн. наук, проф. *В.А. Юриков*

Печатается по решению кафедры
«Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»
и РИСО КРСУ

Исаков К.И., Симаков Ю.П.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ. ВЫБОР СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ: Учебно-методическое пособие к курсовой работе. – Бишкек: Изд-во КРСУ, 2008. – 82 с.

Пособие включает: основные требования к содержанию курсовой работы, методические указания по ее выполнению и оформлению, справочные данные по турбо-, гидрогенераторам различных серий, автотрансформаторам и трансформаторам.

В учебном пособии рассмотрены: структурные схемы электростанций различных типов, схемы соединений распределительных устройств высокого напряжения. Приводится методика выбора блочных трансформаторов и трансформаторов связи. Рассмотрен пример выбора структурной схемы КЭС.

Пособие предназначено для студентов экономического факультета КРСУ, специальности 060800 «Экономика и управление на предприятии» (по отраслям).

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	
1. Содержание курсовой работы.....	
2. Общие сведения о схемах электроустановок	
2.1. Виды схем и их назначение.....	
2.2. Требования, предъявляемые к схемам электроустановок	
2.3. Схемы выдачи электроэнергии на электростанциях.....	
2.3.1. Структурные схемы выдачи электроэнергии ТЭЦ	
2.3.2. Структурные схемы выдачи электроэнергии мощными электростанциями – КЭС (ГРЭС), ГЭС, АЭС	
2.4. Электрические схемы распределительных устройств	
2.4.1. Схемы на повышенных напряжениях	
2.4.2. Схемы на генераторном напряжении	
2.4.3. Примеры схем электростанций.....	
2.5. Выбор числа и мощности трансформаторов	
2.6. Выбор схем электроснабжения и трансформаторов собственных нужд.....	
3. Пример выбора структурной схемы КЭС.....	
3.1. Методические указания	
3.1.1.	
3.1.2.	
3.1.3.	
3.1.4.	
3.1.5.	

3.2. Задача	
3.2.1. Задание и исходные данные	
3.2.2. Составление и анализ возможных вариантов структурной схемы, и выбор номинальной мощности трансформаторов.....	
3.2.3. Вариант 1	
3.2.4. Вариант 2.	
3.2.5. Вариант 3.	
3.2.6. Вариант 4	
3.2.7. Вариант 5.	
3.2.8. Отбор конкурирующих вариантов.....	
3.2.9. Техничко-экономическое сопоставление вариантов.....	
3.2.10. Ущерб.....	
3.2.11. Приведенные затраты	
4. Основные требования к оформлению курсовой работы	
5. Литература.....	
<i>Приложение 1.</i> Таблицы	
<i>Приложение 2.</i> Образец оформления титульного листа курсовой работы	
<i>Приложение 3.</i> Задание на курсовую работу:	
<i>Приложение 4.</i> Образец основной надписи чертежей (угловой штамп).....	

ВВЕДЕНИЕ

Курсовая работа – это самостоятельная работа студента, целью которой является получение практических навыков по основам проектирования электрических станций на стадии выбора экономически целесообразной структурной схемы электростанции, основного электросилового оборудования и схем электрических соединений распределительных устройств с учетом требований надежности и экономичности.

Выбор структурной схемы является одним из этапов разработки главной электрической схемы электростанции при её проектировании. Порядок выбора структурной схемы в общем случае включает в себя следующие этапы:

- а) составляется ряд технически возможных вариантов структурной схемы;
- б) для каждого варианта производится выбор трансформаторов и автотрансформаторов;
- в) для каждого варианта определяются технико-экономические показатели и итоговая целевая функция – приведенные затраты;
- г) на основании анализа результатов расчета технико-экономических показателей, а также качеств, не вошедших в приведенные затраты, выбирается наилучший вариант структурной схемы электростанции.

В данном пособии приводятся в краткой форме теоретические сведения о схемах электрических станций различных типов, основах их выбора, методические указания и рекомендации по выполнению курсовой работы, пример выбора структурной схемы электростанции конденсационного типа.

1. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Тип электрической станции (КЭС, ТЭЦ, ГЭС), ее мощность, количество энергоблоков, номинальные напряжения распределительных устройств, связь с энергосистемой и потребителями, графики выработки электроэнергии и нагрузки потребителей, резервная мощность в прилегающей энергосистеме и другая необходимая исходная информация приводятся в задании на проектирование.

В курсовой работе решаются следующие вопросы:

1. Составление возможных вариантов структурной схемы электростанции.
2. Для каждого варианта производится выбор:
 - 2.1. Типов синхронных генераторов.
 - 2.2. Номинальной мощности блочных трансформаторов.
 - 2.3. Числа и мощности трансформаторов (автотрансформаторов) связи.
3. Отбор конкурирующих вариантов структурной схемы станции.
4. Техничко-экономическое сопоставление конкурирующих вариантов, выбор окончательного варианта структурной схемы станции.
5. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств.

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СХЕМАХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

2.1. Виды схем и их назначение.

Главная схема электрических соединений электростанции – это совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

На чертежах главные схемы изображаются в однолинейном (однофазном) исполнении, на них показываются все аппараты и токоведущие части, необходимые для соединения основного оборудования, выключатели и разъединители при этом показываются в отключенном положении.

В условиях эксплуатации наряду с полным изображением схем применяются упрощенные оперативные схемы, в которых указывается только основное оборудование. Выключатели и разъединители при этом показываются в их действительном положении на данный момент времени.

Структурная схема выдачи электроэнергии (мощности) – *это часть главной схемы, которая определяет пути передачи электроэнергии от генераторов к распределительным устройствам (РУ) разных напряжений и связь между ними, а также от РУ к потребителям.*

На чертежах этих схем указываются все генераторы, трансформаторы, блоки генератор-трансформатор, нагрузка и токоведущие части, соединяющие генераторы, трансформаторы и нагрузку с распределительными устройствами. Никакой аппаратуры: выключателей трансформаторов тока и т. д. – в схеме не показывают. Схемы выдачи элек-

троэнергии составляют при выборе главных схем электростанций и подстанций.

Все аппараты и токоведущие части в схемах электрических соединений изображаются в соответствии со стандартами единой системы конструкторской документации (ЕСКД).

2.2. Требования, предъявляемые к схемам электроустановок

Требования, предъявляемые к электрической схеме станции, подстанции, следует понимать как требования к самой электроустановке, поскольку схема определяет основное электрическое оборудование и эксплуатационные свойства установки.

Из комплекса условий, влияющих на выбор главной схемы электроустановки, можно выделить следующие основные требования:

- надежность электроснабжения потребителей;
- приспособленность к проведению ремонтных работ;
- оперативная гибкость;
- экономическая целесообразность;
- перспектива расширения.

Надежность электроснабжения потребителей

Надежность — свойство электроустановки, участка электрической сети или энергосистемы в целом обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей электрической энергией нормированного качества. Повреждение оборудования в любой части схемы по возможности не должно нарушать электроснабжение, выдачу энергии в систему, транзит мощности через шины. Надежность схемы должна соответствовать характеру (категории) потребителей, получающих питание от данной электроустановки. Все потребители с точки зрения надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) разделяются на три категории.

Первая категория – электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов городского хозяйства. Такие потребители должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников, перерыв допускается лишь на время автоматического включения резервного ввода (0,5–0,7 с).

Под независимыми источниками *следует понимать две самостоятельные электростанции, два генератора или два трансформато-*

ра, работающие на разные секции сборных шин. При небольшой мощности потребителей первой категории в качестве второго источника могут быть использованы передвижные электростанции, аккумуляторные батареи, двигатели внутреннего сгорания, а также различные переемычки на низком напряжении от ближайшего пункта, имеющего независимое питание.

Вторая категория – электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей. Для таких потребителей перерыв в электроснабжении также нежелателен, но может быть допущен на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников второй категории по одной воздушной линии напряжением 6 кВ и выше. Если питание потребителей осуществляется по кабельным линиям, то допускается питание одной линией, расщепленной не менее чем на два кабеля, присоединенных через самостоятельные разъединители.

При наличии передвижного трансформаторного резерва допускается установка одного трансформатора на подстанции.

Третья категория – все остальные электроприемники (вспомогательные цехи, небольшие поселки и т.п.), для которых допустимы перерывы на время ремонта или замены оборудования не более одних суток.

Надежность можно оценить частотой и продолжительностью нарушения электроснабжения потребителей и относительной величиной аварийного резерва, который необходим для обеспечения заданного уровня безаварийной работы энергосистемы и ее от

Приспособленность к проведению ремонтных работ

Приспособленность электроустановки к проведению ремонтов *определяется возможностью проведения ремонтов без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей.* Есть схемы, в которых для ремонта выключателя надо отключать присоединение на все время ремонта; в других схемах требуется лишь временное отключение отдельных присоединений для создания специальной ремонтной схемы; в третьих – ремонт выключателя производится без нарушения электроснабжения даже на короткий срок. Таким образом, приспособленность рассматриваемой схемы для проведения ремонтов можно оценить численно – частотой и средней продолжительностью отключений потребителей и источников питания для ремонтов оборудования.

Оперативная гибкость

Оперативная гибкость электрической схемы *определяется ее приспособленностью для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений*. Наибольшая оперативная гибкость схемы обеспечивается, если оперативные переключения в ней производятся выключателями или другими коммутационными аппаратами, имеющими дистанционный привод. Если все переключения в схеме осуществляются дистанционно, а еще лучше — средствами автоматики, то ликвидация аварийного состояния значительно ускоряется.

Оперативная гибкость оценивается количеством, сложностью и продолжительностью оперативных переключений.

Экономическая целесообразность

Экономическая целесообразность схемы *оценивается величиной приведенных затрат*, включающих в себя затраты на сооружение установок, ее эксплуатацию и ущерб от нарушения электроснабжения.

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы:

Значение и положение электростанции в энергосистеме с учетом схемы прилегающего участка сети.

Электростанции, работающие параллельно в энергосистеме, существенно отличаются по своему назначению. Одни из них, базисные, несут основную нагрузку, другие — пиковые, работают неполные сутки, только во время максимальных нагрузок, третьи несут электрическую нагрузку, определяемую их тепловыми потребителями (ТЭЦ). Разное значение электростанций влечет за собой и разные схемы соединения даже в том случае, когда количество присоединений одно и то же.

Перспектива расширения станции.

Схема и компоновка распределительного устройства должна выбираться с учетом возможного увеличения количества присоединений при развитии энергосистемы. Поскольку строительство крупных электростанций осуществляется, как правило, очередями, то при выборе схемы соединения учитывается количество агрегатов и линий, вводимых в первую, вторую очередь и при окончательном развитии ее. Поэтапное развитие схемы распределительного устройства станции не должно сопровождаться коренными переделками. Это возможно лишь в том случае, когда при выборе схемы учитываются перспективы ее развития.

2.3. Схемы выдачи электроэнергии на электростанциях

Схема выдачи электроэнергии зависит от состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов) и распределения нагрузки между распределительными устройствами разного напряжения.

2.3.1. Структурные схемы выдачи электроэнергии ТЭЦ

Структурная схема теплофикационной электростанции (теплоэлектроцентрали) зависит от единичной и суммарной мощности агрегатов и от соотношения суммарной генераторной мощности и минимальной мощности местной нагрузки.

На рис. 1 показаны структурные схемы выдачи электроэнергии на теплофикационной электростанции (ТЭЦ). Такие станции обычно имеют потребителей на генераторном напряжении 6–10 кВ, что вызывает необходимость сооружения генераторного распределительного устройства (ГРУ), связь с энергосистемой осуществляется линиями высокого напряжения 110–220 кВ (рис. 1а), поэтому на ТЭЦ, кроме ГРУ, сооружается распределительное устройство высшего напряжения (РУ ВН).

Если вблизи ТЭЦ имеются энергоемкие производства, то питание их может осуществляться по линиям 35 кВ и выше. В этом случае на ТЭЦ предусматривается распределительное устройство среднего напряжения (РУ СН), рис. 1б.

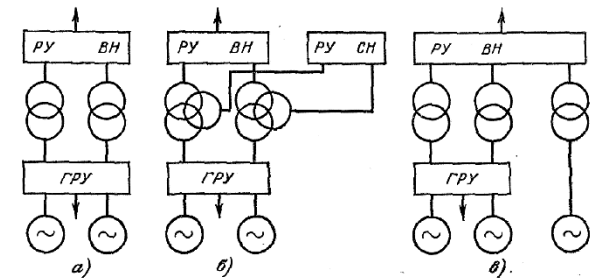


Рис. 1. Структурные схемы выдачи электроэнергии ТЭЦ

При установке на ТЭЦ мощных генераторов 100–250 МВт *нецелесообразно* все генераторы присоединять к ГРУ, это привело бы к значительному увеличению токов короткого замыкания (к.з.), а следовательно, к утяжелению и удорожанию аппаратуры ГРУ. Кроме того, известно, что мощные генераторы имеют номинальное напряжение 13,8–

20 кВ, а питание потребителей от ГРУ осуществляется обычно на напряжении 6–10 кВ. Все это делает целесообразным присоединение части мощных генераторов ТЭЦ непосредственно к РУ высокого напряжения по схеме блоков генератор-трансформатор (рис. 1, в).

Если мощность местной нагрузки относительно мала (не более 30% суммарной мощности генераторов ТЭЦ), то структурную схему ТЭЦ рекомендуется строить на блочном принципе, а питание местной нагрузки и собственных нужд осуществлять путем ответвлений от генераторов с установкой реакторов или понижающих трансформаторов.

Связь между распределительными устройствами разного напряжения осуществляется с помощью двухобмоточных или трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов).

Исходя из требований надежности теплоснабжения потребителей, на ТЭЦ применяют **единичные блоки**, т.к. при применении объединенных или укрупненных блоков отказ отдельных элементов может привести к потере двух теплофикационных блоков и возможному при этом ограничению теплоснабжения потребителей.

2.3.2. Структурные схемы выдачи электроэнергии мощными электростанциями – КЭС (ГРЭС), ГЭС, АЭС

Мощные тепловые электростанции конденсационного типа (КЭС) предназначены только для выработки электрической энергии и, как правило, они располагаются в непосредственной близости от месторождений ископаемого топлива. Часто такие электростанции еще называют – **государственные районные электростанции** (ГРЭС). Атомные электростанции (АЭС) и гидроэлектростанции (ГЭС) также как правило, сооружаются вдали от потребителей.

Отсутствие потребителей в непосредственной близости от таких электростанций позволяет не сооружать распределительного устройства на генераторном напряжении. Каждый генератор соединяется непосредственно с повышающим трансформатором, обычно без установки выключателя на генераторном напряжении. *Такое соединение называется блочным.*

Мощные электростанции указанных типов большую часть вырабатываемой электроэнергии выдают в основные (системообразующие) сети энергосистемы, некоторая часть электроэнергии может выдаваться в местный район нагрузки. В большинстве случаев выдача мощности происходит на двух напряжениях: 110-220 кВ – местный район нагрузки и 330-1150 кВ – в основную сеть энергосистемы.

На рис. 2 показаны схемы выдачи мощности электростанций с преимущественным распределением электроэнергии на повышенном напряжении (ГРЭС, ГЭС, АЭС).

Параллельная работа блоков генератор – трансформатор осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается одно распределительное устройство высокого напряжения (рис. 2а).

Если электроэнергия выдается на высоком и среднем напряжении, то связь между ними осуществляется трансформатором (автотрансформатором) связи (рис. 2б) или автотрансформатором, к третьей обмотке которого подключен генератор (рис. 2в).

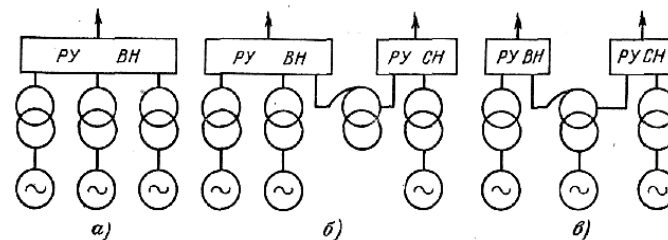


Рис. 2. Структурные схемы выдачи электроэнергии мощными электростанциями (ГРЭС, ГЭС, АЭС).

Единичные и объединенные энергоблоки находят применение на тепловых и атомных электростанциях, укрупненные – на гидроэлектростанциях.

Генераторный выключатель является дополнительным элементом в цепи энергоблока, и поэтому надежность последнего снижается. Вместе с тем уменьшается число коммутационных операций в РУ повышенного напряжения и в РУ собственных нужд, что повышает надежность этих распределительных устройств. Окончательное решение относительно целесообразности установки генераторных выключателей должно приниматься на основании проработки всей схемы электрических соединений, включая схемы распределительных устройств и схему электроснабжения собственных нужд.

В объединенных и укрупненных блоках, а также в блоках с автотрансформаторами генераторные выключатели предусматриваются всегда.

Варианты блоков приведены на рис. 3, где *а – е* – простые блоки, *ж, з* – укрупненные блоки, *и* – объединенный блок. Количество выключателей на высшем и среднем напряжениях блока зависит от принятой схемы РУ на этих напряжениях.

Многие ГЭС работают в пиковой части графика энергосистемы, поэтому агрегаты часто включаются и отключаются. Последнее обстоятельство требует, предусматривать установку выключателей на генераторном напряжении.

ГЭС, как правило, сооружаются в местах со сложной топографией и ограниченной площадью для сооружения РУ повышенного напряжения и выхода линий. Это приводит к необходимости применения простых схем с наименьшим числом выключателей.

Главные повышающие трансформаторы на ГЭС устанавливаются на стороне нижнего или верхнего бьефа в условиях ограниченной площади. Это вызывает необходимость сооружения укрупненных блоков: два-три генератора на один повышающий трансформатор.

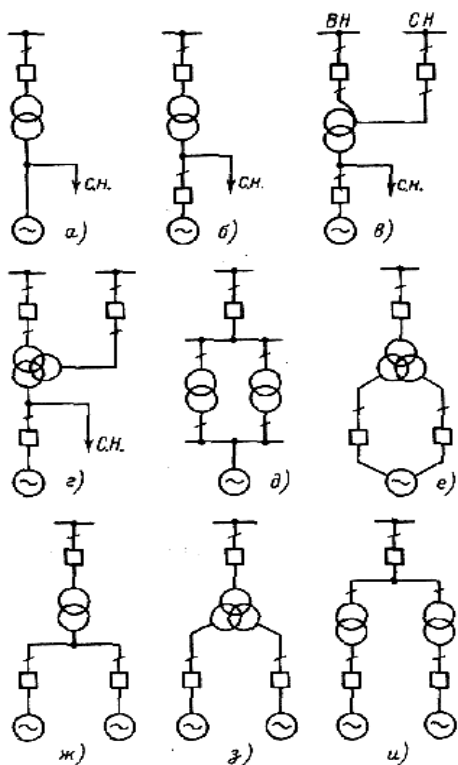


Рис. 3. Структурные схемы блоков.

Для мощных ГЭС характерно применение укрупненных блоков (рис. 4), позволяющих уменьшить количество повышающих трансформаторов и число линий связи с РУ ВН, Конструкция самого РУ ВН также упрощается за счет меньшего числа присоединений.

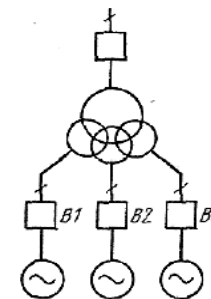


Рис. 4. Схема укрупненного блока ГЭС.

Выключатели $B1$, $B2$, $B3$ используются для включения и отключения генераторов, что особенно важно при пиковом режиме работы ГЭС. В качестве этих выключателей могут быть использованы упрощенные по конструкции выключатели нагрузки, однако в этом случае при повреждении в одном из генераторов отключается весь блок.

Выбор той или иной структурной схемы станции производится на основании технико-экономического сравнения двух-трех вариантов, для чего в первую очередь необходимо выбрать количество и мощность трансформаторов (автотрансформаторов).

2.4. Электрические схемы распределительных устройств

2.4.1. Схемы на повышенных напряжениях

В соответствии с Нормами Технологического Проектирования (НТП) к схемам РУ35–750 кВ электростанций предъявляются следующие требования по надежности электроснабжения:

1) на электростанциях с агрегатами 300 МВт и выше повреждение или отказ любого из выключателей (за исключением секционного или шиносоединительного) не должны, как правило, приводить к отключению более одного энергоблока и одной или нескольких линий (при этом должна быть обеспечена устойчивость энергосистемы или ее части);

2) повреждение или отказ секционного или шиносоединительного выключателя, а также совпадение отказа или повреждения одного из

выключателей с ремонтом любого другого не должны приводить к отключению более двух энергоблоков и линий (при этом должна быть обеспечена устойчивость энергосистемы или ее части). В отдельных случаях при специальном обосновании допускается одновременная потеря более двух блоков мощностью 300 МВт или меньше, если это допустимо по условиям устойчивости энергосистемы или ее части, не приводит к полному останову электростанции и не нарушает нормальной работы остальных блоков;

3) повреждение или отказ любого выключателя не должны, как правило, приводить к отключению более одной цепи (двух линий) двухцепного транзита 110 кВ и выше;

4) отключение линий электропередачи должно, как правило, производиться не более чем двумя выключателями; повышающих трансформаторов, трансформаторов (автотрансформаторов) связи и трансформаторов с.н. – не более чем тремя выключателями РУ каждого повышенного напряжения. При прочих равных условиях предпочтение следует отдавать схеме, в которой отключение отдельных цепей осуществляется меньшим числом выключателей;

5) должна быть обеспечена возможность ремонта выключателей 110 кВ и выше без отключения соответствующих присоединений;

6) при питании от данного РУ двух резервных трансформаторов собственных нужд блочных электростанций должна быть исключена возможность отключения обоих трансформаторов в случае повреждения или отказа любого выключателя, в том числе секционного или шиносоединительного.

При прочих равных условиях предпочтение должно отдаваться более простому и экономичному варианту, как по конечной схеме, так и по этапам ее развития, требующему меньшего числа операций, выполняемых выключателями и разъединителями при режимных и ремонтных переключениях, а также при отключении поврежденных участков в аварийных режимах. При выборе схем рекомендуется проверять возможность присоединения одного или нескольких блоков по схеме генератор – трансформатор – линия (ГТЛ) к шинам районных подстанций с установкой генераторного выключателя, а также с установкой или без установки выключателя ВН.

В РУ с небольшим числом присоединений (до четырех) применяются следующие схемы: мостик, треугольник, четырехугольник. Допускаются присоединения к магистральным линиям 220 кВ и выше (при наличии достаточных обоснований).

Компоновка РУ с указанными схемами должна предусматривать возможность перехода на схемы полного развития.

Для РУ с большим числом присоединений рекомендуются следующие схемы.

При напряжениях 35 – 220 кВ: две системы шин с обходной – рис. 5а–в, одна секционированная система шин с обходной – рис. 5г (на 35 кВ обходная система шин не предусматривается), блочные схемы ГТЛ – рис. 5д, е.

В РУ с двумя системами сборных шин с обходной шины не секционируются при числе присоединений (линий, трансформаторов) менее 12, секционируется выключателем на две части одна из систем шин при числе присоединений 12–16, при большем числе присоединений обе рабочие системы шин секционируются выключателями на две части.

Обходная система шин в РУ 110–220 кВ охватывает выключатели всех линий и трансформаторов. В схеме с одной секционированной системой сборных шин используются отдельные обходные выключатели на каждой секции шин.

В схеме с двумя системами сборных шин, при отсутствии секционирования, используется отдельный обходной выключатель, а при наличии секционирования – совмещенные обходной и шиносоединительный выключатели на каждой секции. В закрытых РУ (ЗРУ) допускается иметь отдельные шиносоединительные и обходные выключатели, если их совмещение конструктивно невозможно.

На напряжениях 330 – 750 кВ применяются:

- блочные схемы (ГТЛ – РУ понижающей подстанции);
- две системы шин с четырьмя выключателями на три цепи (схема 4/3) (рис. 5ж);
- две системы шин с тремя выключателями на две цепи (схема 3/2) (рис. 5з);
- блочные схемы ГТЛ с уравнильно-обходным многоугольником (рис. 5и);
- схемы многоугольников с числом присоединений до шести (рис. 5, к);

2.4.2. Схемы на генераторном напряжении

Распределительные устройства генераторного напряжения (ГРУ) выполняются, как правило, с одной системой сборных шин при этом рекомендуется использовать комплектные распределительные устройства (КРУ) и групповые сдвоенные реакторы для питания потребителей. Ранее при проектировании ТЭЦ, особенно при большом числе присоединений генераторного напряжения, широко использовали схему с двумя системами сборных шин.

Для ограничения токов КЗ в сети генераторного напряжения рекомендуется использовать двойные реакторы. Пример схемы РУ на генераторном напряжении показан на рис. 5.

Блочная часть ТЭЦ выполняется аналогично схемам, приведенным на рис. 5.

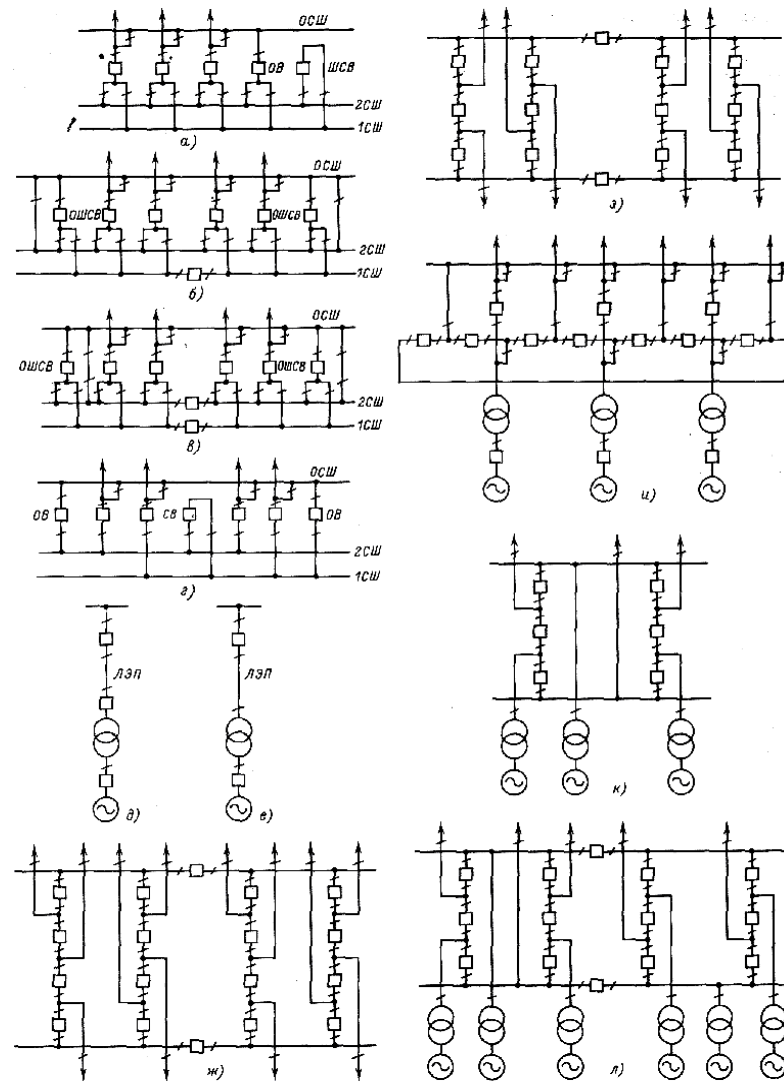


Рис. 5. Схемы КЭС на повышенных напряжениях.

На реактированных линиях должна, как правило, применяться следующая схема соединения элементов: шины – реактор – выключатель – линия. Схема шины – выключатель – реактор – линия допускает-

ся к применению при расширении действующих ТЭЦ, ранее выполненных с такой же схемой.

При необходимости глубокого ограничения уровней токов КЗ допускается раздельная работа секций ГРУ с обеспечением параллельной работы агрегатов ТЭЦ на повышенном напряжении, при этом, однако, должно быть обеспечено надежное питание потребителей ТЭЦ.

2.4.3. Примеры схем электростанций

Схема АЭС с двумя реакторами по 400 МВт и четырьмя генераторами по 200 МВт, соединенными в укрупненные блоки, показана на рис. 6. На стороне 330 кВ предусматривается схема шестиугольника.

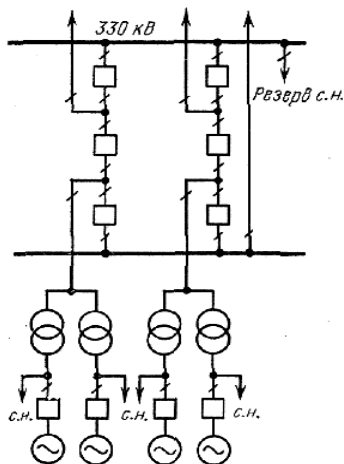


Рис. 6. Схема АЭС мощностью 800 МВт.

На рис. 7 приведена принципиальная схемы ГРЭС (КЭС) мощностью 2400 МВт. ГРЭС 2400 МВт выполнена энергоблоками по 300 МВт.

Три энергоблока подключены к распределительному устройству напряжением 220 кВ, выполненному по схеме «две рабочие системы шин с обходной». Два укрупненных блока по 600 МВт подключены к распределительному устройству напряжением 500 кВ, выполненному по схеме «шестиугольника». Связь между распределительными устройствами 220-500 кВ осуществляется через блочный автотрансформатор, к которому присоединен шестой турбогенератор 300 МВт.

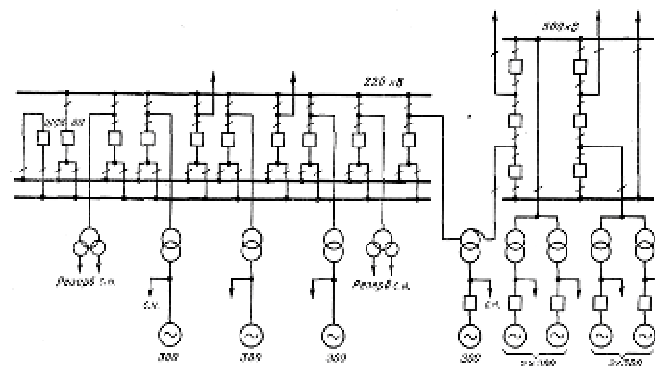


Рис. 7. Принципиальная схема ГРЭС мощностью 2400 МВт.

На рис. 8 приведена типовая схема ГРЭС 4800 МВт, на которой устанавливается шесть блоков по 800 МВт; один блок присоединен к шинам ОРУ 220 кВ через два выключателя, а остальные пять блоков – к шинам ОРУ 500 кВ.

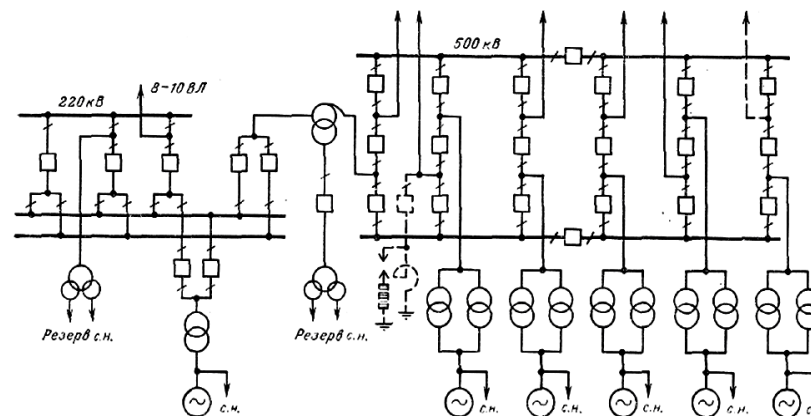


Рис. 8. Схема ГРЭС мощностью 4800 МВт (шесть блоков по 800 МВт).

В этих блоках установлены спаренные трехфазные трансформаторы по 630 МВА. Автотрансформатор связи присоединен к ОРУ 220 кВ через два выключателя. ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «две системы шин с обходной», ОРУ 500 кВ – по схеме «3/2 выключателя на присоединение».

На рис. 9 представлена схема ТЭЦ. Генераторы Г1, Г2, Г3 работают на сборные шины 6–10 кВ, которые связаны с шинами 35 и 110 кВ трехобмоточными трансформаторами Т1, Т2. На стороне 35 кВ из-за небольшого числа линий и малой ответственности потребителей принята одиночная секционированная система шин. Питание потребителей на стороне генераторного напряжения осуществляется через групповые реакторы.

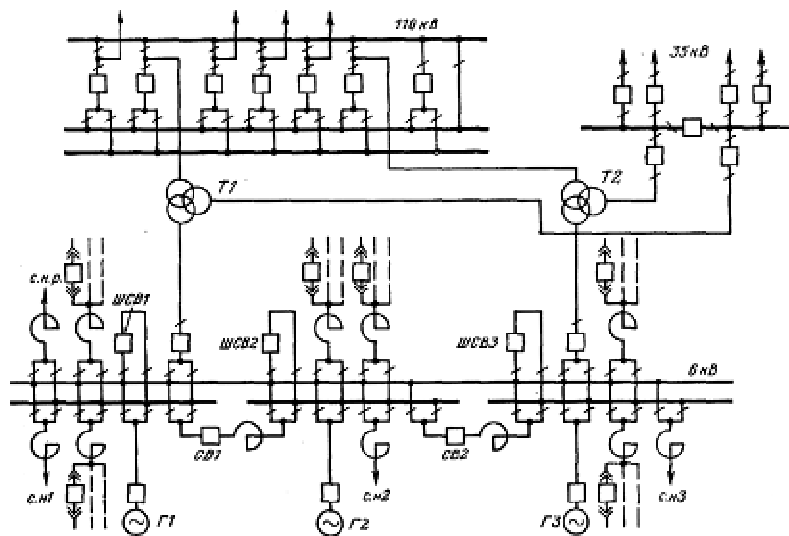


Рис. 9. Схема ТЭЦ мощностью 180 МВт (три турбины по 60 МВт).

Если на ТЭЦ устанавливаются мощные турбоагрегаты 100 и 250 МВт, то они соединяются в блоки с повышающими трансформаторами подобно блочным схемам ГРЭС. Потребители 6–10 кВ получают питание реактированными отпайками от генераторов (рис. 10), более удаленные потребители питаются через подстанции глубокого ввода от шин 110–220 кВ. В этом случае параллельная работа генераторов осуществляется на высоком напряжении, что уменьшает суммарный ток к. з. на стороне 6–10 кВ. Как всякая блочная схема, рассматриваемая схема дает экономию оборудования, а отсутствие громоздкого ГРУ позволяет ускорить монтаж электрической части. Потребительское КРУ имеет две секции с АВР на секционном выключателе. В цепях генераторов для большей надежности электроснабжения устанавливаются выключатели

В1, В2. Трансформаторы связи Т1, Т2 должны быть рассчитаны на выдачу всей избыточной активной и реактивной мощности и обязательно снабжаются устройством для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

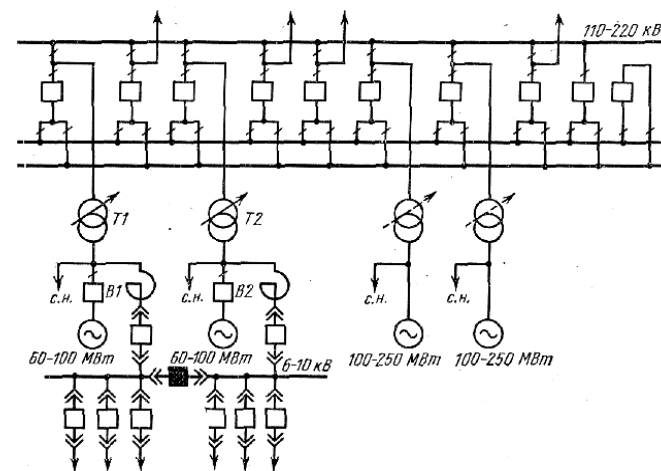


Рис. 10. Схема блочной ТЭЦ.

Наличие РПН также и на трансформаторах блоков (показано на рис. 10 пунктиром) позволяет обеспечить поддержание соответствующего уровня напряжения на шинах 110–220 кВ и выдачу в сеть резервной реактивной мощности при работе ТЭЦ по тепловому графику, когда генераторы могут быть недогружены активной мощностью. Благодаря использованию РПН уменьшаются колебания напряжения в установках с. н.

2.5. Выбор числа и мощности трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение числа, типа и номинальной мощности трансформаторов структурной схемы проектируемой электроустановки.

Рекомендуется применять трехфазные трансформаторы, и только в исключительных случаях допускается применение групп из двух трехфазных или трех однофазных трансформаторов. Все трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы, а также не блочные двух-

обмоточные трансформаторы должны иметь встроенные устройства для регулирования напряжения под нагрузкой.

Выбор номинальной мощности трансформатора производят с учетом его нагрузочной способности. В общем случае условие выбора мощности трансформатора имеет вид:

$$S_{\text{расч}} \geq S_{\text{ном}} \cdot k_n, \quad (1)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора; k_n – допустимый коэффициент перегрузки.

а) выбор блочных трансформаторов

При блочной схеме трансформатор должен обеспечивать выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора. В этом случае расчетная мощность трансформатора определяется по выражениям:

1) на ответвлении к блоку подсоединена только нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{(P_{\text{ном.г}} - P_{\text{с.н}})^2 + (Q_{\text{ном.г}} - Q_{\text{с.н}})^2} \gg \frac{P_{\text{ном.г}} - P_{\text{с.н}}}{\cos \varphi_z}; \quad (2.2)$$

2) на ответвлении к блоку подсоединена местная нагрузка и нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{(P_{\text{ном.г}} - P_{\text{с.н}} - P_{\text{м.н}})^2 + (Q_{\text{ном.г}} - Q_{\text{с.н}} - Q_{\text{м.н}})^2}, \quad (2.3)$$

где $P_{\text{ном.г}}$, $Q_{\text{ном.г}}$ – активная и реактивная номинальные мощности генератора; $P_{\text{с.н}}$, $Q_{\text{с.н}}$ – активная и реактивная нагрузки собственных нужд; $P_{\text{м.н}}$, $Q_{\text{м.н}}$ – активная и реактивная местные нагрузки; $\cos \varphi_z$ – номинальный коэффициент мощности генератора.

Если генератор включается в блок с повышающим автотрансформатором (рис. 2в), то расчетная мощность автотрансформатора определяется мощностью третичной обмотки, к которой присоединен генератор:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном.г}} - P_{\text{с.н}}}{k_{\text{тип}} \cos \varphi_z}, \quad (2.4)$$

где $k_{\text{тип}} = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{S_{\text{тип}}}{S_{\text{ном}}}$ – коэффициент типовой мощности автотрансформатора; $U_{\text{ВН}}$, $U_{\text{СН}}$ – номинальные значения высшего и среднего напряжений; $S_{\text{тип}}$ – типовая мощность автотрансформатора.

После выбора номинальной мощности автотрансформатора необходимо проверить возможность передачи через него максимальной мощности из РУ СН в РУ ВН. Если такой режим оказывается недопустимым, то изменяют или число блоков, присоединенных к РУ СН, или число автотрансформаторов, или их мощность. Увеличение мощности автотрансформатора, работающего в блоке с генератором, снижает эффективность использования схемы связи, показанной на рис. 2в. В этой схеме автотрансформатор работает в комбинированном режиме, который требует строгого контроля загрузки обмоток.

Если суточный график нагрузки генератора, а следовательно, и блочного трансформатора имеет заметно выраженное понижение мощности в ночное время, то при выборе номинальной мощности трансформатора можно учесть его способность к систематическим перегрузкам. В этом случае номинальная мощность определяется из выражения (1), в котором необходимо подставить значение допустимого коэффициента систематической перегрузки. Особо целесообразно учитывать такую перегрузку для полупиковых и пиковых энергоблоков.

На ГЭС максимальные расчетные нагрузки обычно имеют место в период паводка. Поскольку в это время ГЭС переходит в базовый режим, и графики нагрузок блоков становятся ровными, то при выборе номинальной мощности блочных трансформаторов перегрузочную способность не учитывают.

б) выбор числа и мощности трансформаторов связи на ГРЭС, ГЭС и АЭС

На мощных ГРЭС, ГЭС и АЭС выдача электроэнергии в систему происходит на двух (рис. 2б, в), а иногда на трех повышенных напряжениях.

Связь между распределительными устройствами разного напряжения осуществляется обычно с помощью автотрансформаторов, применение которых обусловлено рядом преимуществ.

Мощность автотрансформаторов выбирается по максимальной величине потока между распределительными устройствами высокого и среднего напряжения, которая определяется по наиболее тяжелому режиму. Расчетным режимом, в частности, может быть выдача мощности из РУ среднего напряжения в РУ высокого напряжения, имеющего связь с энергосистемой. При этом необходимо учитывать в расчете минимальную нагрузку на шинах СН. Более тяжелым может оказаться режим передачи мощности из РУ высокого напряжения в РУ среднего на-

пряжения при максимальной нагрузке на шинах СН и отключении одного из блоков генератор-трансформатор, присоединенных к этим шинам.

Число автотрансформаторов связи определяется схемой прилегающего района энергосистемы. При наличии достаточно жестких дополнительных связей в энергосистеме между линиями высокого и среднего напряжения на станции может быть установлен один автотрансформатор. Если такой связи в энергосистеме нет, то для увеличения надежности устанавливаются два автотрансформатора.

в) выбор числа и мощности трансформаторов связи на ТЭЦ

На электростанциях, имеющих шины генераторного напряжения, предусматривается установка трансформаторов для связи этих шин с РУ повышенного напряжения. Такая связь необходима для выдачи избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме, когда работают все генераторы, и для резервирования питания нагрузок на напряжении 6–10 кВ при плановом или аварийном отключении одного из генераторов.

Число трансформаторов связи обычно не превышает двух и выбирается из следующих соображений:

- при трех или более секциях сборных шин ГРУ использование двух трансформаторов связи позволяет создать симметричную схему и уменьшить перетоки между секциями при отключении одного из генераторов;
- при выдаче в энергосистему от ТЭЦ значительной мощности, соизмеримой с величиной вращающегося резерва системы, наличие двух трансформаторов обеспечивает надежный резерв для энергосистемы на случай аварийного отключения одного из трансформаторов.

В остальных случаях, когда ГРУ состоит из одной-двух, секций, а выдаваемая в энергосистему мощность невелика, допустима установка одного трансформатора связи. Трансформаторы связи должны обеспечить выдачу в энергосистему полной мощности генераторов ТЭЦ за вычетом нагрузок собственных нужд и нагрузок распределительного устройства генераторного напряжения в период минимума нагрузки, потребителей ГРУ, включая нерабочие дни.

На рис. 11 приведена упрощенная схема выдачи электроэнергии ТЭЦ со сборными шинами генераторного и высокого напряжения.

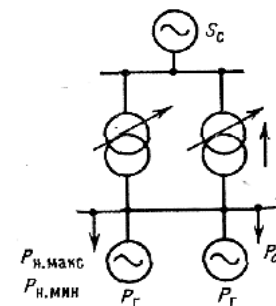


Рис. 11. К выбору трансформаторов связи

Мощность, передаваемая через трансформаторы связи, определяется с учетом разных значений $\cos \varphi$ генераторов, нагрузки и потребителей собственных нужд:

$$S_{расч} = \sqrt{\left(\sum_{г} P_{г} - P_{н} - P_{с.н.} \right)^2 + \left(\sum_{г} Q_{г} - Q_{н} - Q_{с.н.} \right)^2} \quad (5)$$

где $\sum P_{г}$, $\sum Q_{г}$ – суммарная величина номинальных значений активных и реактивных мощностей генераторов, присоединенных к сборным шинам; $P_{н}$, $Q_{н}$ – активная и реактивная нагрузка на генераторном напряжении; $P_{с.н.}$, $Q_{с.н.}$ – активная и реактивная нагрузка собственных нужд.

Передаваемая через трансформаторы связи мощность изменяется в зависимости от режима работы генераторов и графика нагрузки потребителей. Величину этой мощности можно определить на основании суточного графика выработки мощности генераторами и графиков нагрузки потребителей и собственных нужд ТЭЦ. Эти расчеты можно провести упрощенно, определяя мощность, передаваемую через трансформатор в трех режимах:

- режим минимальных нагрузок потребителей ГРУ;
- режим максимальных нагрузок;
- аварийный режим при отключении самого мощного генератора, подставляя соответствующие значения мощностей в выражение (5).

По наибольшей расчетной нагрузке определяется мощность трансформаторов связи. При установке двух трансформаторов мощность каждого трансформатора выбирается по условию:

$$S_m \leq \frac{S_{расч. макс.}}{K_{II}}, \quad (2.6)$$

где K_{II} – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора, который при упрощенных расчетах может быть принят равным 1,4.

Окончательный выбор числа и мощности трансформаторов связи производится после технико-экономического сравнения двух намеченных вариантов. При сравнении учитываются капитальные затраты на установку трансформаторов, ежегодные эксплуатационные расходы и ущерб от недоотпуска электроэнергии при отключении одного трансформатора.

Как было отмечено выше, трансформаторы связи могут работать как повышающие в режиме выдачи мощности в энергосистему и как понижающие при передаче мощности из энергосистемы на шины ГРУ. Реверсивная работа вызывает необходимость применения трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой.

Трансформаторы связи могут быть трехобмоточными, если на ТЭЦ, кроме нагрузок 6–10 кВ, имеются нагрузки на напряжении 35 (рис. 9), а связь с энергосистемой осуществляется на более высоком напряжении (110–220 кВ).

Как правило, применяются трехфазные трансформаторы связи; необходимость применения однофазных трансформаторов должна быть обоснована расчетом.

2.7. Выбор схем электроснабжения и трансформаторов собственных нужд

Схемы собственных нужд (с.н.) выбираются в зависимости от типа, мощности и характеристик электроустановки, ее главной схемы, состава и мощности механизмов с.н., требований к надежности электроснабжения. При выборе схем с.н. руководствуются Нормами технологического проектирования (НТП) для соответствующих электроустановок с учетом конкретных условий проектируемых электростанций и подстанций. При этом тщательно анализируются возможные режимы и надежность работы системы с.н. при пусках и остановах основного энергетического оборудования, при работе электроустановки в нормальном и ремонтном режимах, а также во время возможных аварийных и после аварийных режимах. Анализируются варианты схем, исключая в оговоренных расчетных условиях возникновение общестанционных и системных аварий по причине ненадежной работы системы с.н. электростанции.

Оптимальный вариант схемы определяется по минимуму приведенных затрат с учетом возможного ущерба (в данном пособии выбор схем с.н. подробно не рассматривается).

На рис. 12 приведены применяемые структурные схемы питания собственных нужд электростанций.

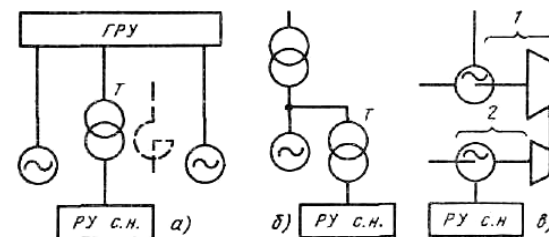


Рис. 12. Структурные схемы рабочего питания собственных нужд.

Если на электростанции предусматривается распределительное устройство генераторного напряжения (ГРУ) 6–10 кВ, то распределительное устройство собственных нужд (РУСН) получает питание непосредственно с шин ГРУ реактированными линиями или через понижающий трансформатор с.н. Т (рис. 12а).

Если генераторы электростанции соединены в энергоблоки, то питание с.н. осуществляется отпайкой от энергоблока (рис. 12б).

С увеличением мощности энергоблоков растет потребление на собственные нужды, следовательно, увеличивается и мощность трансформатора с.н. Чем больше мощность, тем больше токи КЗ в системе с.н., тем тяжелее установленное оборудование. Для ограничения токов КЗ можно применять трансформаторы с повышенным напряжением КЗ или трансформаторы с расщепленными обмотками 6 кВ, которые применяются при мощности трансформаторов 25 МВА и более.

Значительного уменьшения токов КЗ в системе с.н. можно добиться, применив вспомогательный турбоагрегат, пар для которого поступает от отбора главной турбины (рис. 12в), а генератор не имеет электрической связи с основными генераторами электростанции. Однако установка турбины малой мощности неэкономична, и такая система может оправдать себя только в сочетании со схемой питания отпайкой от энергоблока. В этом случае часть потребителей с.н. присоединяют к трансформаторам с.н., а часть – к вспомогательному турбоагрегату. При уменьшении нагрузки энергоблока уменьшают частоту вспомогательного генератора, чем осуществляется плавное регулирование производи-

тельности подключенных механизмов (питательных, циркуляционных, конденсатных насосов, дымососов, вентиляторов). Такое частотное групповое регулирование позволяет снизить расход энергии на с.н., что может оправдать увеличение затрат на установку вспомогательного турбоагрегата.

Все рассмотренные схемы не могут обеспечить надежного питания с.н., так как при повреждениях в генераторах, на шинах ГРУ или в тепломеханической части нарушается питание РУСН. Поэтому кроме рабочих источников с.н. должны предусматриваться резервные источники питания. Такими источниками могут быть, резервные и пускорезервные трансформаторы собственных нужд (РТСН и ПРТСН), присоединенные к шинам повышенного напряжения, имеющим связь с энергосистемой (рис. 7, 8.). Даже при отключении всех генераторов электростанции питание с. н. будет осуществляться от энергосистемы. На тот редкий случай, когда авария на электростанции совпадает с аварией в энергосистеме и напряжение с. н. не может быть подано от резервного трансформатора, для наиболее ответственных потребителей, которые обеспечивают сохранность оборудования в работоспособном состоянии (масляные насосы смазки, уплотнений вала, валоповоротные устройства и др.), предусматриваются аккумуляторные батареи и дизель-генераторы.

Выбор мощности рабочих трансформаторов собственных нужд

Выбор мощности рабочих трансформаторов с.н. производится с учетом числа и мощности потребителей с.н. Точный перечень всех потребителей определяется при реальном проектировании после разработки тепломеханической части электростанции и всех ее вспомогательных устройств. В учебном проектировании с достаточной точностью можно определить нагрузку с.н. $P_{с.н.маx}$ и расход электроэнергии $W_{с.н.}$ ориентировочно по табл. 1. Используя данные табл. 1, можно определить необходимую мощность с.н., МВ·А по следующему условию:

$$S_{т. с.н.} \geq P_{с.н.маx} k_c, \quad (2.7)$$

где $k_c = \frac{k_{одн} k_3}{\eta_{ср} \cos \varphi}$; $k_{одн}$ – коэффициент одновременности; k_3 – коэффициент загрузки; $\eta_{ср}$ – средний КПД электродвигателей с.н.; $\cos \varphi_{ср}$ – средний коэффициент мощности электродвигателей с.н.

Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса (k_c) установок с. н.

Тип электроустановки	$\frac{P_{с.н.маx}}{P_{уст.}}$, %	$\frac{W_{с.н.}}{W_{выр.}}$, %	k_c
ТЭЦ: пылеугольная	8–14	8–13	0,8
газозапутная	5–7	6–10	0,8
КЭС: пылеугольная	6–8	4–7	0,85–0,9
газозапутная	3–5	3–6	0,85–0,9
АЭС: с газовым теплоносителем	5–14	3–12	0,8
с водным теплоносителем	5–8	5–9	0,8
ГЭС: малой и средней мощности	3–2	2–1,5	0,7
большой мощности	1–0,5	0,5–0,2	0,8
Подстанция:			
тупиковая	50–200 кВт	–	–
узловая	200–500 кВт	–	–

Выбор числа и мощности резервных источников питания с.н.

На ТЭЦ неблочного типа рабочие ТСН присоединены к шинам генераторного напряжения, которые имеют связь с энергосистемой через трансформаторы связи Т1 (рис. 13). В случае отключения генератора Г1 при его пуске и остановке собственные нужды питаются от рабочего ТСН. При повреждении ТСН отключаются выключатели В2 и В3 и автоматически включаются В6 и В4, подавая питание от резервного трансформатора (РТСН). При к. з. на шинах ГРУ отключаются В1, В7, затем защитой минимального напряжения – В3, после чего автоматически включаются В6 и В4, восстанавливая питание собственных нужд.

Таким образом, резервный трансформатор включается в работу при аварийных отключениях и при выводе в ремонт рабочего ТСН или шин ГРУ. Если ГРУ имеет одну систему сборных шин, то РТСН присое-

диняется к ответвлению от трансформатора связи (рис. 13), при двух системах сборных шин РТСН присоединяется к шинам.

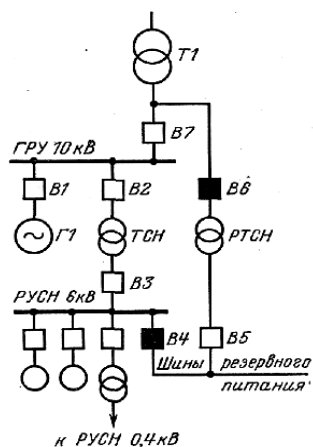


Рис. 13. Принципиальная схема резервирования с.н. ТЭЦ.

Обычно к одной секции ГРУ присоединяется один ТСН или одна линия с. н. 6 кВ. В этом случае мощность резервного источника должна быть не меньше любого из рабочих источников.

Если к одной секции ГРУ присоединены два рабочих источника с.н., то мощность РТСН или резервной линии выбирается на 50% больше наиболее мощного рабочего источника.

На ТЭЦ неблочного типа при числе рабочих источников до шести включительно устанавливается один резервный источник питания 6 кВ; при большем числе рабочих ТСН или линий с.н. – два резервных источника.

Резервирование РУСН 0,4 кВ на ТЭЦ неблочного типа осуществляется от трансформаторов 6/0,4 кВ, число и мощность которых выбирается по такому же принципу. При этом рабочий и резервирующий его трансформаторы присоединяются к разным секциям с.н. 6 кВ. Для вспомогательных цехов возможно взаимное резервирование, для чего секции 0,4 кВ соединяются автоматом. Мощность резервных трансформаторов с.н., так же как и рабочих не должна превышать 1000 кВ • А.

На тепловых станциях блочного типа резервные трансформаторы с.н. присоединяются к шинам повышенного напряжения (рис. 14).

Резервный трансформатор должен заменять любой рабочий в случае его ремонта. Например, если ТСН1 отсоединен от блока.

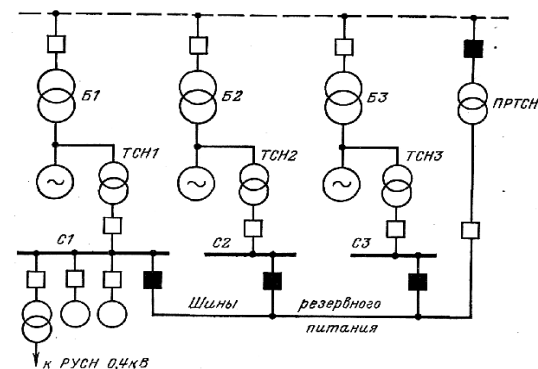


Рис. 14. Принципиальная схема резервирования с.н. блочной тепловой электростанции (шины повышенного напряжения показаны условно).

На рис. 15 показана схема питания с.н. газомазутной ТЭЦ 3×60 МВт, главная схема которой была рассмотрена ранее (рис. 9). От трех секций ГРУ 6 кВ отходят три реактированные линии для питания с.н. и одна линия резервного питания. Общестанционные потребители с.н. выделены на секции 6 кВ 1РО, 2РО и 0,4 кВ — 1НО и 2НО.

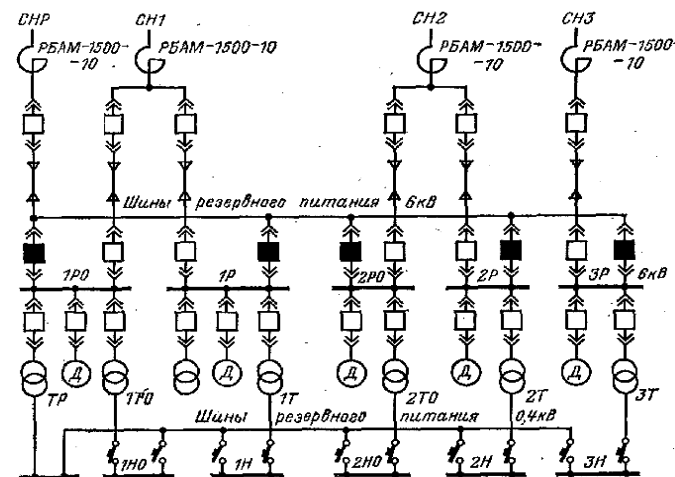


Рис. 15. Схема питания с. н. ТЭЦ с тремя турбинами по 60 МВт (рубильники в схеме не показаны).

Потребители с.н. котельных и турбинных агрегатов питаются от секций 6 кВ 1Р, 2Р, 3Р и секций 0,4 кВ 1Н, 2Н, 3Н, резервный трансформатор 6/0,4 кВ присоединен к секции 1Р0.

На рис. 16 приведена схема питания с.н. части блочной тепловой станции конденсационного типа с тремя блоками 300 МВт. Рабочие трансформаторы ТСН1, ТСН2, ТСН3 питают секции 6 кВ блоков (1А, 1Б, 2А, 2Б, 3А, 3Б). Резервное питание осуществляется от ПРТСН1 или ПРТСН2. Резервная магистраль 6 кВ для большей надежности и гибкости секционируется через 2–3 блока. От секций 6 кВ через трансформаторы 6/0,4 кВ осуществляется питание общестанционных (ОСН) и блочных щитов и сборок 0,4 кВ.

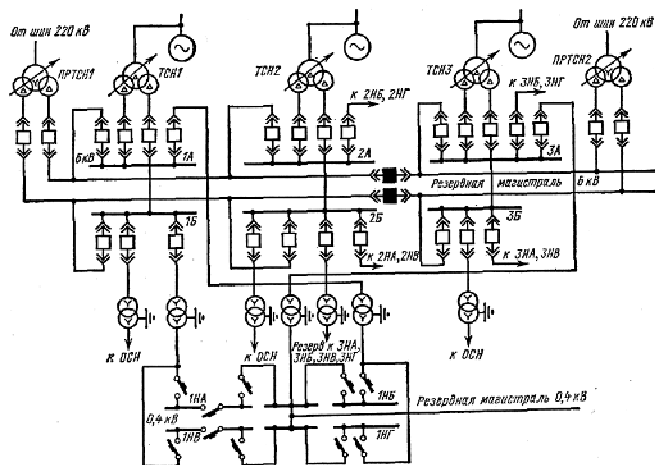


Рис. 16. Схема питания с.н. ГРЭС с тремя блоками. Секции с.н. 0,4 кВ показаны только для первого блока (рубильники в схеме не показаны).

3. ПРИМЕР ВЫБОРА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ КЭС

3.1. Методические указания

3.1.1. Составление возможных вариантов схемы КЭС.

Варианты составляют на основании:

- ✓ количества, мощности и режима работы генераторов;

- ✓ резерва в системе;
- ✓ наличия одного или двух распределительных устройств повышенных напряжений на КЭС;
- ✓ соотношения между значениями максимальной мощности, потребляемой на среднем напряжении и мощностью блока;
- ✓ соотношения между значениями минимальной мощности нагрузки на среднем напряжении и технического минимума блока;
- ✓ развития энергосистемы и перспективы расширения электростанции.

3.1.2. Выбор номинальной мощности блочных трансформаторов, количества и мощности трансформаторов (автотрансформаторов) связи.

Выбор производят по графикам нагрузки трансформаторов, построенным для каждого варианта схемы в различных режимах работы КЭС.

3.1.3. Отбор конкурирующих вариантов схемы

Отбор производят на основании анализа и сопоставления различных возможных вариантов схемы по количеству блоков, подключенных к распределительным устройствам разных напряжений, по количеству трансформаторов (автотрансформаторов) связи и ячеек выключателей распределительных устройств, которые определяют капиталовложения.

3.1.4. Расчет технико-экономических показателей конкурирующих вариантов схемы

Каждый из отобранных выше конкурирующих вариантов схемы оценивают по техническим и экономическим показателям, определяемым приведенными затратами

$$Z = P_H \cdot K + I + U, \quad (3.1)$$

где P_H – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, принятый в энергетике 0,12, 1/год; K – капиталовложения, тыс. сом; I – издержки, тыс. сом /год; U – ущерб от недоотпуска электроэнергии в систему и потребителям (если последний имеет место) при отказах блочных трансформаторов и автотрансформаторов связи, млн. сом/год.

Капиталовложения определяются как сумма капиталовложений в трансформаторы K_T и ячейки распределительных устройств K_{PY}

$$K = K_T + K_{PY} = \alpha \cdot K_{T,3} + K_{PY} \quad (3.2)$$

где $K_{ТЗ}$ заводская стоимость трансформаторов (автотрансформаторов); α – коэффициент, учитывающий дополнительные расходы на строительные работы, монтаж и дополнительные устройства.

Издержки I состоят из отчислений на амортизацию I_A , затрат на обслуживание I_O , стоимости потерянной в трансформаторах энергии $I_{Пот}$.

$$I = I_A + I_O + I_{Пот} = \alpha_a \cdot K + \alpha_o \cdot K + \beta_x \cdot W_x + \beta_{НГ} \cdot W_{НГ}, \quad (3.3)$$

где α_a, α_o – нормированные коэффициенты амортизационных отчислений и затрат на обслуживание; $\beta_x, \beta_{НГ}$ – средние стоимости потерь в стали и в меди в энергосистеме, тыйын/кВт-ч; $W_x, W_{НГ}$ – годовые потери холостого хода (в стали) и нагрузочные потери (в меди) кВт ч.

$$W_x = e \sum_{j=1}^n P_{Xj} e \sum_{i=1}^m t_i \bar{\sigma} \quad (3.4)$$

$$W_{НГ} = e \sum_{j=1}^n P_{НГj} e \sum_{i=1}^m \left(\frac{S_i}{S_{E,НОМ}} \right)^2 \Psi_i, \quad (3.5)$$

где n – число трансформаторов и автотрансформаторов; m – число ступеней в графиках нагрузки; P_{Xj} – потери холостого хода, кВт; $P_{НГj}$ – нагрузочные потери при номинальной нагрузке, кВт.

3.1.5. Технико-экономическое сопоставление конкурирующих вариантов и окончательный выбор варианта

Окончательный выбор варианта производят по наименьшим приведенным затратам. Если варианты примерно равно-экономичны, то есть отличаются приведенными затратами не более чем на 5% при одинаковой надежности связи с системой, следует выбрать вариант с однотипным и серийным оборудованием, с наименьшим ущербом и более удобным в эксплуатации. При этом также следует учитывать перспективы расширения электростанции и развития энергосистемы.

3.2. Задача

3.2.1. Задание и исходные данные

Выбрать структурную схему КЭС. На КЭС будет установлено четыре энергоблока мощностью по 500 МВт. Станция войдет в состав энергосистемы, с двумя частями которой она будет связана линиями электропередачи 500 кВ (рис. 3.1). Резервная мощность прилегающей части энергосистемы составляет 700 МВт. На напряжении 220 кВ полу-

чает электроэнергию местный район с максимальной нагрузкой 300 МВт. Графики выработки мощности турбогенераторами КЭС приведены на рис. 3.2, летом один энергоблок остановлен. Графики нагрузки потребителей сети 220 кВ показаны на рис. 3.3, они приведены с учетом перспективы развития прилегающего района в течение ближайших 5–10 лет. Коэффициент мощности потребителей сети 220 кВ $\cos \varphi = 0,85$.

Максимальная мощность, потребляемая собственными нуждами КЭС составляет 6% от установленной мощности. Технический минимум блока равен 50–60 % мощности блока.

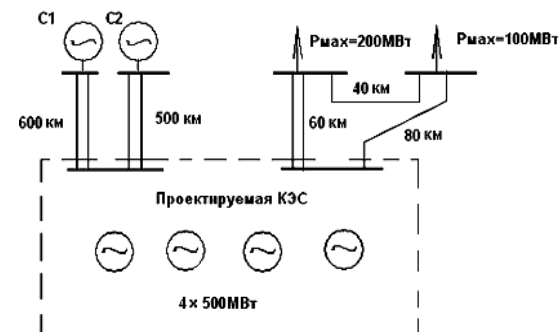


Рис. 3.1. Положение КЭС в системе.

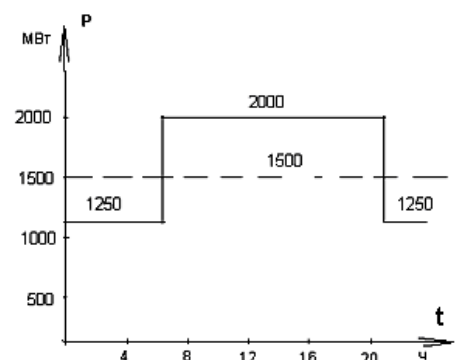


Рис. 3.2. График нагрузки генераторов КЭС:
 ———— – зима 200 дней;
 - - - - - – лето 165 дней.

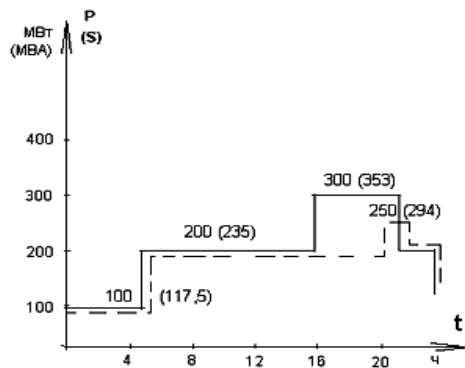


Рис. 3.3. График потребителей 220 кВ.

3.2.2. Составление и анализ возможных вариантов структурной схемы, и выбор номинальной мощности трансформаторов

В рассматриваемом случае возможны, пять вариантов структурной схемы, приведенных на рис. 3.4, 3.5, 3.11, 3.12, 3.15, 3.16, 3.18. Во всех вариантах генераторы соединены с трансформаторами по схеме единичного блока. Мощность такого блока 500 МВт меньше резерва системы 700 МВт, поэтому отключение блока не приводит к ущербу у потребителя. Варианты отличаются друг от друга количеством блоков, подключенным к РУ 500 кВ и 220 кВ; количеством ячеек выключателей в РУ 500 кВ и РУ 220 кВ для присоединения трансформаторов; количеством, типом и мощностью автотрансформаторов связи между РУ 500 кВ и РУ 220 кВ; различной надежностью, а также местом подключения резервных трансформаторов собственных нужд.

Мощность резервных трансформаторов собственных нужд во всех вариантах одинакова и равна 63 МВ·А. Она выбрана на ступень выше мощности рабочих трансформаторов 40 МВ·А, определяемой ее расчетным значением

$$S_{расч} = 0,06 \cdot 500 / 0,85 = 35,3 \text{ МВ·А.}$$

3.2.3. Вариант 1

В этом варианте с двумя под вариантами 1а (рис. 3.4) и 1б (рис. 3.5) в соответствии с максимальной нагрузкой сети 220 кВ ($R_{max} = 300 \text{ МВт}$), которая меньше мощности одного блока, к РУ 220 кВ подключен один блок, а к РУ 500 кВ три блока. Летом один из блоков 500 кВ отключен. Отключение единственного блока 220 кВ не-

целесообразно, так как это приведет к нежелательной двойной трансформации электроэнергии для электроснабжения потребителей 220 кВ.

Графики выработки мощности для одного из работающих генераторов P_2 показаны на рис. 3.6, они получены из графика нагрузки всей станции (рис. 3.2). Графики нагрузки потребителей собственных нужд блока (рис. 3.6) построены с использованием выражения

$$P_{с.н.} = (0,4 + 0,6 P_{Г/ P_{НОМ,Г}}) P_{МАХ,СН}.$$

На рис. 3.7 показаны графики нагрузки блочных трансформаторов. В соответствии с этим графиком выбраны трансформаторы типов ТЦ-630000/500 и ТЦ-630000/220 с номинальной мощностью 630 МВ·А. Установка трансформатора меньшей мощностью 500 МВ·А недопустима, так как систематическая перегрузка такого трансформатора при продолжительности перегрузки 16 часов, температуре охлаждающей среды $V_0 = +20^\circ \text{C}$ и предшествующей нагрузке $K_I = 395/500 = 0,79$ составляет $K_r = 653/500 = 1,16$, что превышает допускаемую перегрузку $K_{r,доп} = 1,05$.

При питании собственных нужд блока от резервных трансформаторов собственных нужд блочные трансформаторы ТЦ-630000/500 смогут выдать без перегрузки всю мощность генераторов 500 МВт (588 МВ·А).

Подварианты 1а и 1б, отличаются друг от друга количеством, типом и мощностью автотрансформаторов связи между РУ 500 кВ и РУ 220 кВ.

В подварианте 1 а связь между РУ 500 кВ и РУ 220 кВ осуществляется через два трехфазных автотрансформатора связи. Установка одного автотрансформатора связи недопустима, так как в случае его отключения, блок, подключенный к РУ 220 кВ, должен работать по графику нагрузки потребителей (рис. 3.3), Наименьшая нагрузка этих потребителей и соответственно блока равна 100 МВт, что составляет $(100/500) \times 100 = 20\%$ от мощности блока.

График нагрузки автотрансформаторов связи представлен на рис. 3.8. Выбраны автотрансформаторы типа АДЦТН – 320000 / 500 / 220, работающие в нормальном режиме с нагрузкой $[345 / (2 \times 320) \times 100] = 54\%$. При отключении одного автотрансформатора связи второй в течение 6 часов (рис. 3.8) будет перегружен на $[(345-320) / 320] \times 100 = 8\%$, что меньше допускаемой аварийной перегрузки 40%.

При аварии одного из блоков 500 кВ зимой или при аварии в системе летом оставшиеся в работе генераторы круглосуточно будут работать с номинальной мощностью, что приведет к изменению графика нагрузки блочных трансформаторов (рис. 3.9). Максимальный переток

мощности через автотрансформаторы связи в этом случае составит 435 МВ·А (рис. 3.10), что меньше номинальной мощности автотрансформаторов 2×320 МВА.

При аварии или ремонте блока 220 кВ максимальная нагрузка автотрансформаторов определяется максимальной нагрузкой потребителей 220 кВ - 353 МВ·А (рис. 3.3), что также меньше суммарной номинальной мощности автотрансформаторов $2 \cdot 320$ МВ·А.

Таким образом автотрансформаторы обеспечивают надежную связь с системой и надежное электроснабжение потребителей 220 кВ при повреждении блока 220 кВ.

Резервные трансформаторы собственных нужд могут быть подключены к обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов связи.

В подварианте 1б вместо двух трехфазных автотрансформаторов связи установлена одна группа однофазных автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000 / 500 / 220 с резервной фазой. Номинальная мощность автотрансформаторов выбрана по их графикам нагрузки, которые будут теми же, что и в варианте 1а (рис. 3.8 и 3.10).

Максимальный переток мощности через автотрансформаторы 435 МВ·А меньше номинальной мощности автотрансформаторов $3 \times 167,5 \approx 500$ МВ·А.

При повреждении одной из фаз автотрансформатора теряется связь между распределительными устройствами 500 и 220 кВ на время замены поврежденной фазы автотрансформатора резервной. В течение этого времени около 10 часов минимальная нагрузка блока 220 кВ равна 100 МВт (рис. 3.3), что составляет 20% номинальной мощности блока. С такой нагрузкой котел не может работать на пылеугольном топливе, поэтому в течение этого непродолжительного периода для котла следует использовать растопочное топливо – мазут или газ, позволяющие котлу работать устойчиво при нагрузках до 20% от номинальной.

Замена поврежденной фазы автотрансформатора, необходимость последующей синхронизации блока 220 кВ и перевод котла на другое топливо усложняют эксплуатацию.

Здесь только один резервный трансформатор собственных нужд может быть подключен к обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов, а второй – к РУ 220 кВ, что увеличивает стоимость этого трансформатора,

В отличие от варианта 1а в варианте 1б имеет место ущерб в системе за счет потери выдаваемой через автотрансформаторы мощности при замене поврежденной фазы автотрансформатора резервной. Однако в этом варианте уменьшается количество ячеек распределительных устройств 500 кВ.

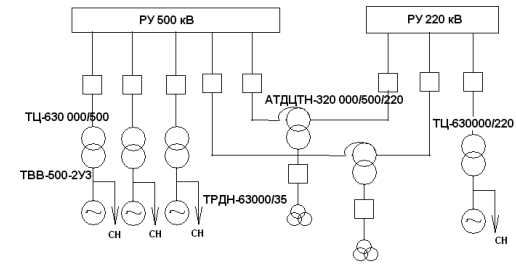


Рис. 3.4. Вариант 1а структурной схемы.

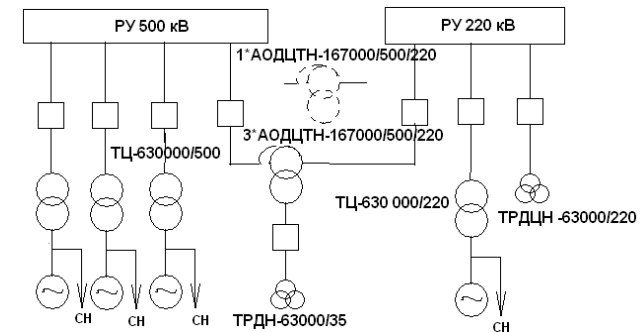


Рис. 3.5. Вариант 1б структурной схемы.

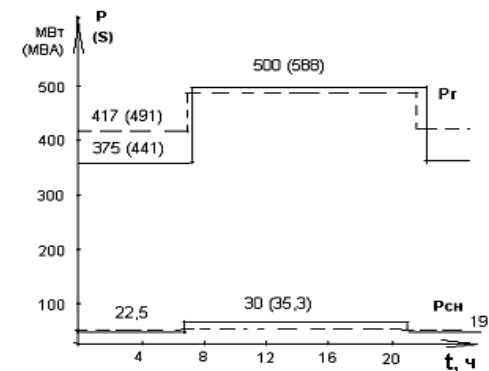


Рис. 3.6. График нагрузки одного генератора – P~ и собственных нужд – P_{сн}.

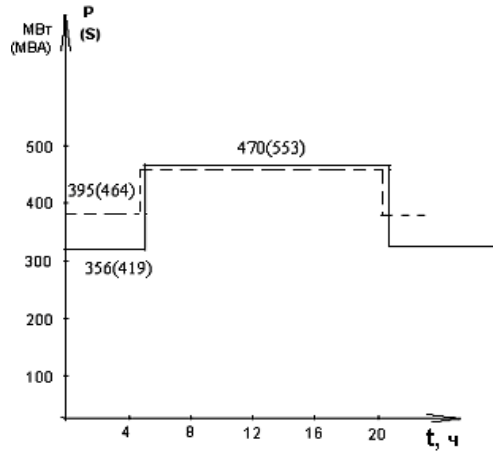


Рис. 3.7. График нагрузки блочных трансформаторов.

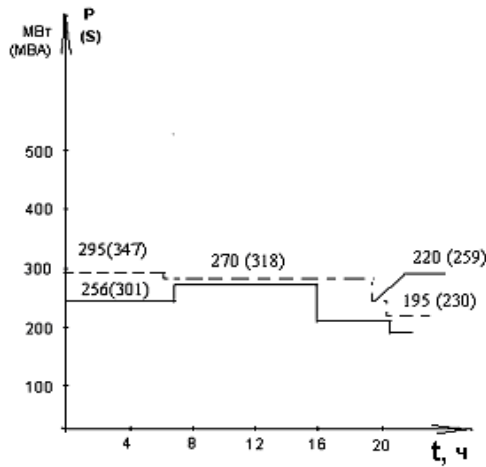


Рис. 3.8. График нагрузки автотрансформаторов связи в нормальном режиме для варианта 1а.

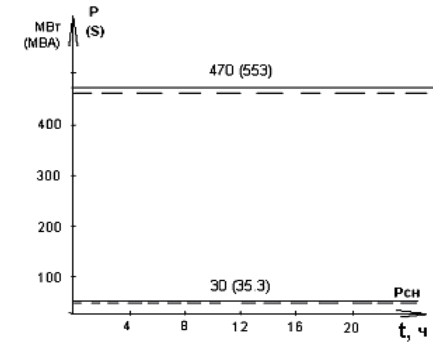


Рис. 3.9. График нагрузки блочных трансформаторов P_T при аварии одного из блоков 500 кВ или при аварии в системе летом

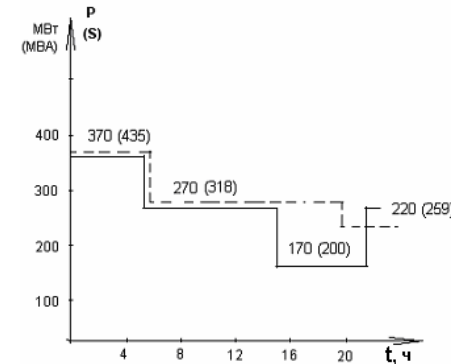


Рис. 3.10. График нагрузки автотрансформаторов связи при аварии одного из блоков 500 кВ зимой или при аварии в системе летом

3.2.4. Вариант 2

Вариант 2 с подвариантами 2 а (рис. 3.11) и 2 б (рис. 3.12) отличается от предыдущего варианта I тем, что количество блоков 500 кВ уменьшено до двух и соответственно увеличено до двух количество блоков 220 кВ. Блочные трансформаторы 500 и 220 кВ выбраны; такими же, как и в варианте 1, то есть ТЦ-630000/500 и ТЦ-630000/220. Уменьшение количества блоков 500 кВ обусловлено стремлением уменьшить капиталовложения в трансформаторы и повысить надежность схемы (трансформаторы 220 кВ имеют меньшую стоимость и большую надежность, чем трансформаторы 500 кВ). Однако такое перераспределение

блоков приводит к увеличению мощности, передаваемой через автотрансформаторы, и соответственно к изменению типа и увеличению мощности автотрансформаторов связи. Поэтому в этом варианте летом для уменьшения потерь в автотрансформаторах целесообразнее отключать блок 220 кВ. Кроме того, подключение большего количества блоков к РУ 220 кВ приводит к увеличению токов короткого замыкания в РУ 220 кВ и утяжелению условий работы электрооборудования на напряжении 220 кВ. Подварианты 2а и 2б отличаются друг от друга только количеством типом и мощностью автотрансформаторов связи.

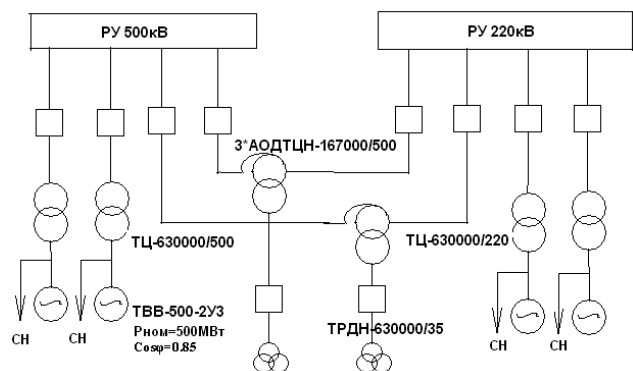


Рис. 3.11. Вариант 2а структурной схемы.

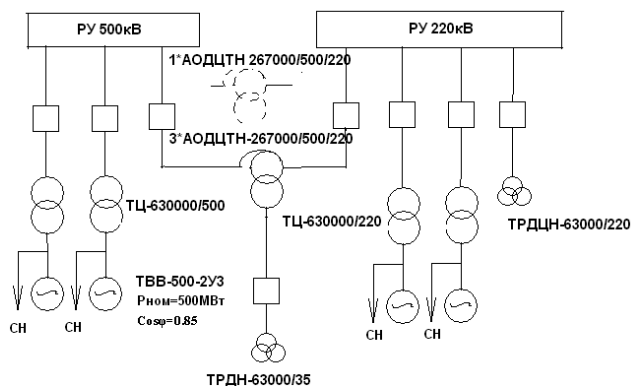


Рис. 3.12. Вариант 2б структурной схемы.

В подварианте 2а (рис. 3.11), по тем же причинам, что и в подварианте 1а, связь между РУ 500 кВ и РУ 220 кВ осуществлена двумя автотрансформаторами. Наибольший переток мощности через них в нормальном режиме (рис. 3.13) составляет 871 МВ·А. При аварийном отключении одного из блоков 220 кВ во время планового ремонта другого блока 220 кВ через автотрансформаторы передается мощность для электроснабжения потребителей 220 кВ (рис. 3.3). Максимальная нагрузка автотрансформаторов в этом режиме 353 МВ·А меньше, чем в нормальном режиме.

Наибольшая мощность изготавливаемых трехфазных автотрансформаторов 500/220 кВ равна 320 МВ·А. Установка двух трехфазных автотрансформаторов АОДЦТН-320000/500/220 не обеспечивает передачу мощности 871 МВ·А в систему 500 кВ. Поэтому здесь возможна установка только двух групп однофазных автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220. Суммарная номинальная мощность этих автотрансформаторов $2 \times 3 \times 167 = 1000 \text{ MVA} > 841 \text{ MVA}$.

При повреждении одной из фаз автотрансформаторов отключается одна группа автотрансформаторов. Вторая группа автотрансформаторов с перегрузкой на 40% сможет в течение 6 часов передать мощность $1,4 \times 500 = 700 \text{ MVA}$, а в остальное время суток всего лишь $0,93 \times 500 = 465 \text{ MVA}$, или $465 \times 0,85 = 395 \text{ MVA}$ (рис. 3.14). Длительность же максимального перетока мощности 740 МВт (рис. 3.13) составляет 10 часов, т.е. больше 6 часов. Поэтому наибольший недоотпуск электроэнергии в систему составит $740 - 395 = 345 \text{ MVA}$, что меньше резерва в системе 700 МВт. Однако наличие 6 фаз автотрансформатора обуславливает большую вероятность отключения одной из групп автотрансформаторов, чем в варианте 1, что приводит к значительному ущербу от недоотпуска электроэнергии в систему (см. табл. 3.3).

Резервные трансформаторы собственных нужд могут быть подключены к обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов,

Подвариант 2б (рис. 3.12) отличается от подварианта 2а тем, что вместо двух групп однофазных автотрансформаторов предлагается использование одной группы из трех однофазных автотрансформаторов большей мощности типа АОДЦТН-267000/500/220 и одной резервной фазой, которая позволяет восстановить связь между РУ 500 кВ и РУ 220 кВ после повреждения одной из рабочих фаз. Недостаток схемы этого варианта, также как и варианта 1б, состоит в нарушении связи между распределительными устройствами и наличии ущерба в системе во время замены поврежденной фазы резервной, необходимости последующей синхронизации блоков 220 кВ с системой, а также необходимости перевода котла с пылеугольного топлива на мазут или газ.

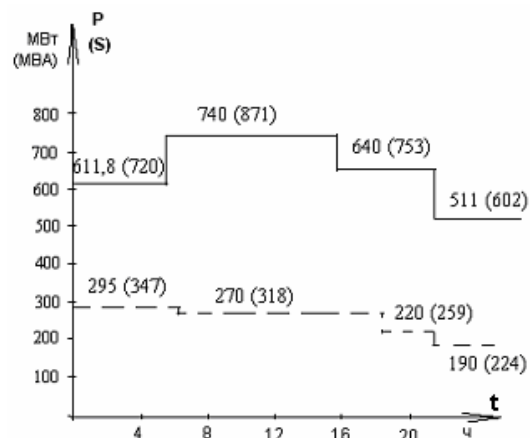


Рис. 3.13. График нагрузки автотрансформаторов связи в нормальном режиме для варианта 2.

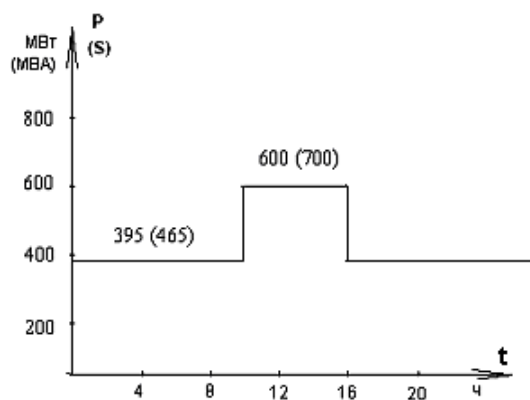


Рис. 3.14. График нагрузки одной группы автотрансформаторов связи при повреждении второй группы в варианте 2а.

Только один из резервных трансформаторов собственных нужд в этом варианте может быть подключен к обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов, а второй – к РУ 220 кВ, что увеличивает стоимость этого трансформатора.

№	К, млн.ком	К, %	Иа+Ию,	Ипот,	И,	У,	З',	З',	З,	З,
			млн.ком год	млн.ком год	млн.ком год	млн.ком год	млн.ком год	%	млн.ком год	%
1а	239,132	107,5	20,087	11,106	31,193	41,960	59,889	112,4	103,040	103
1б	230,512	103,7	19,363	12,343	31,705	43,275	59,368	111,4	102,642	102,7
2а	243,776	109,6	20,477	12,463	32,940	60,520	62,200	116,7	122,713	122,7
2б	230,736	103,8	19,382	12,000	31,382	40,880	59,066	110,6	99,960	100
4	222,332	100	18,76	7,920	26,596	57,388	53280	100	110,664	110
5	275,672	124	23,156	11,489	34,646	51,200	67,726	127	118,926	119

3.2.5. Вариант 3

В этом варианте (рис. 3.15) связь между распределительными устройствами 500 и 220 кВ осуществляется с помощью блочных автотрансформаторов АТ1 и АТ2. Обмотка низшего напряжения автотрансформатора должна быть рассчитана в соответствии с графиком нагрузки (рис. 3.7) на мощность 553 МВ·А, а предельная мощность этих обмоток для выпускаемых промышленностью автотрансформаторов составляет всего лишь $3 \cdot 120$ МВ·А. Поэтому этот вариант исключается из дальнейшего рассмотрения.

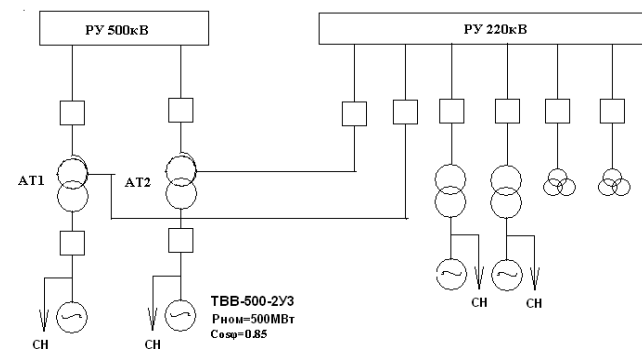


Рис. 3.15. Вариант 3 структурной схемы.

3.2.6. Вариант 4

Здесь все четыре блока подключены к РУ 500 кВ (рис. 3.16). Питание нагрузки 220 нВ осуществлено с помощью двух взаимно-

резервирующих друг друга трансформаторов Т5 и Т6, подключенных к выводам двух генераторов, куда подключены также и блочные трансформаторы Т3 и Т4, Поэтому нагрузка трансформаторов Т3 и Т4 (рис. 3.17) меньше нагрузки трансформаторов Т1 и Т2 (рис. 3.7).

Блочные трансформаторы Т1 и Т2 в соответствии с графиком их нагрузки выбраны такими же, как и в предыдущих вариантах (рис. 3.7), то есть ТЦ – 630000/500. В соответствии с наибольшей нагрузкой трансформаторов Т3 и Т4-435 МВ·А (рис. 3.17) выбраны трансформаторы с меньшей номинальной мощностью типа ТДЦ-500000/500. При аварийном отключении одного из трансформаторов Т5 или Т6 нагрузка трансформаторов Т3 или Т4 возрастает до 553 МВ·А (рис. 3.7). Температура масла в этом случае равна 63° С, что меньше допустимой 95°С, а температура обмотки достигает 114,5°С, что также меньше допустимой 140° С. Температура масла и обмотки подсчитаны по формулам, приведенным в [3].

Режим работы трансформаторов Т5 и Т6 определяется потребителями сети 220 кВ. Наибольшая нагрузка двух трансформаторов в нормальном режиме составляет 353 МВ·А (рис. 3.3). Выбраны трансформаторы типа ТДЦ-250000/220. При отключении одного из трансформаторов, оставшийся в работе в течение 6 часов, будет перегружен на $[(353-250) / 250] \cdot 100 = 40\%$. Такая аварийная перегрузка допустима в течение пяти суток.

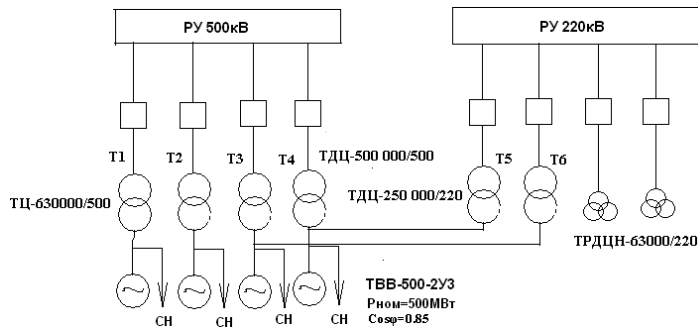


Рис. 3.16. Вариант 4 структурной схемы.

3.2.7. Вариант 5

В этом варианте (рис. 3.18) также как и в варианте 4, все четыре блока подключены к РУ 500 кВ, но питание местной нагрузки осуществлено через две группы понижающих однофазных автотрансформаторов

типа АОДЦТН-107000/500/220, которые осуществляют связь между РУ 600 и РУ 220 кВ. При отключении одной группы автотрансформаторов перегрузка второй группы составит $[(353-321) / 321] \cdot 100 = 10\%$ что допустимо (меньше 40%). Блочные трансформаторы Т1, Т2, Т3 и Т4 выбраны также как и в предыдущих вариантах, то есть ТЦ-630000/500.

Резервные трансформаторы собственных нужд, подключены к обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов.

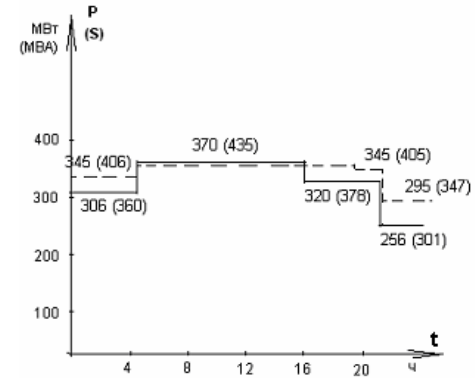


Рис. 3.17. График нагрузки блочных трансформаторов Т3 и Т4 в варианте 4 для нормального режима работы.

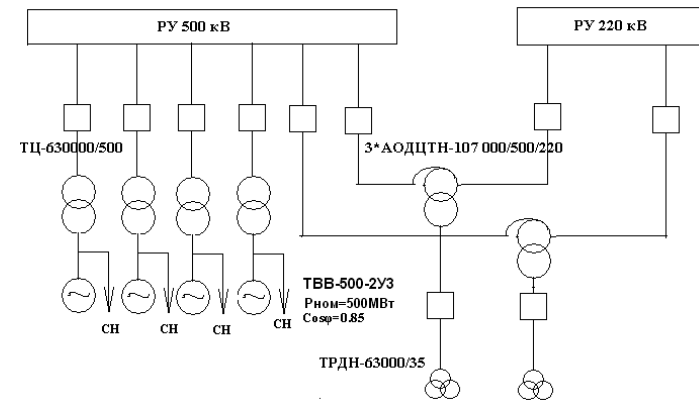


Рис. 3.18. Вариант 5 структурной схемы.

3.2.8. Отбор конкурирующих вариантов

Из пяти рассмотренных вариантов конкурирующими следует считать варианты 1, 2 и 4. Эти варианты имеют сопоставимые капитальные вложения (см. табл. 3.3). Как отмечалось выше, вариант 3 технически неосуществим, а вариант 5 выпадает из дальнейшего рассмотрения, так как его капитальные вложения значительно превышают наименьшие капитальные вложения варианта 4 (на 24%). Поэтому для выбора наиболее целесообразного варианта следует рассчитать приведенные затраты (3.1) только для вариантов 1, 2 и 4. Однако с учебной целью для варианта 5 также были найдены приведенные затраты.

Результаты расчетов сведены в табл. 3.3.

3.2.9. Техничко-экономическое сопоставление вариантов

Как отмечалось выше, технико-экономическое сопоставление вариантов производится по приведенным затратам 3. Ниже приводится расчет приведенных затрат для варианта 1а. Техничко-экономические параметры трансформаторов приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Параметры трансформаторов

Тип трансформаторов	Кол-во	P_x , кВт	$P_{нг}$ кВт	$K_{т.з}$ млн. сом.	α
ТЦ-630000/500	3	420	1300	22,72	1,35
ТЦ-630000/220	1	320	1300	172	1,3
АТДЦТН-320000/500/2	2	220	550	13	1,35
ТРДН-6300/35	2	55	280	2,48	1,6

По номинальному напряжению и току предполагается выбор воздушных выключателей. Стоимость ячейки воздушного выключателя в РУ 500 кВ – 14 млн. сом, в РУ 220 кВ – 2,6 млн. сом, в РУ 35 кВ – 760 тыс. сом.

В соответствии с уравнением (3.2) имеем:

$$K_m = 1,35 (3 \times 22,72 + 2 \times 13) + 1,3 \times 172 + 2 \times 1,662 = 157,412 \text{ млн. сом.}$$

$$K_{PV} = 5 \times 14 + 3 \times 2,6 + 2 \times 0,76 = 81,72 \text{ млн. сом.}$$

$$K = 157,412 + 81,72 = 239,132 \text{ млн. сом.}$$

Стоимость амортизационных отчислений I_A и затрат на обслуживание I_0 трансформаторов и распределительных устройств 220 и 500 кВ согласно (3.3) равна

$$I_A + I_0 = 0,084 \times 239,132 = 20,087 \text{ млн. сом}$$

коэффициент 0,084, равный сумме $(\alpha_a + \alpha_0)$ определили в соответствии с нормативными указаниями.

Стоимость годовых потерь электроэнергии, в трансформаторах равной

$$I_{ном} = \beta_x \times W_x + \beta_{нз} \times W_{нз}$$

Для условий Кыргызстана можно принять $\beta_x = 0,24$ сом/кВт-ч;

$$\beta_{нз} = 0,24 \text{ сом /кВт ч}$$

Годовые потери холостого хода вычисляем по формуле (3.4)

$$W_x = 3 \times 420 \times 24 \times 200 + 2 \times 420 \times 24 \times 164 + 320 \times 8760 + 2 \times 220 \times 8760 + 2 \times 55 \times 8760 = 16 / 996 \times 10^6 \text{ кВт-ч.}$$

Годовые нагрузочные потери определяем по (3.5) в соответствии с графиками нормальных режимов работы трансформаторов. Для трансформаторов ТЦ-630000/500 и графиков нагрузки (рис. 3.7)

$$W_{нз.1} = 3 \text{ г } 1300 \left[\left(\frac{419}{630} \right)^2 \text{ г } 6 + \left(\frac{553}{630} \right)^2 \text{ г } 16 + \left(\frac{419}{630} \right)^2 \text{ г } 2 \right] \text{ г } 200 +$$

$$2 \text{ г } 1300 \left[\left(\frac{464}{630} \right)^2 \text{ г } 6 + \left(\frac{553}{630} \right)^2 \text{ г } 16 + \left(\frac{464}{630} \right)^2 \text{ г } 2 \right] \text{ г } 165 = 19,526 \text{ г } 10^6 \text{ кВт Ч.}$$

Для трансформаторов ТД-630000/220 и графиков нагрузки (рис. 3.7)

$$W_{нз.2} = 1 \text{ г } 1300 \left[\left(\frac{419}{630} \right)^2 \text{ г } 6 + \left(\frac{553}{630} \right)^2 \text{ г } 16 + \left(\frac{419}{630} \right)^2 \text{ г } 2 \right] \text{ г } 200 +$$

$$+ 1 \text{ г } 1300 \left[\left(\frac{464}{630} \right)^2 \text{ г } 6 + \left(\frac{553}{630} \right)^2 \text{ г } 16 + \left(\frac{464}{630} \right)^2 \text{ г } 2 \right] \text{ г } 165 = 7,7 \text{ г } 10^6 \text{ кВт Ч.}$$

Для автотрансформаторов АТДЦТН-320000/500/220 и графиков нагрузки

$$W_{нз.3} = 1 / 2 \text{ г } 500 \left[\left(\frac{301}{320} \right)^2 \text{ г } 6 + \left(\frac{318}{320} \right)^2 \text{ г } 10 + \left(\frac{200}{320} \right)^2 \text{ г } 2 + \left(\frac{183}{320} \right)^2 \text{ г } 2 \right] \text{ г } 200 +$$

$$+ \left[\left(\frac{347}{320} \right)^2 \text{ г } 6 + \left(\frac{318}{320} \right)^2 \text{ г } 14 + \left(\frac{259}{320} \right)^2 \text{ г } 2 + \left(\frac{230}{320} \right)^2 \text{ г } 2 \right] \text{ г } 165 = 2,054 \text{ г } 10^6 \text{ кВт Ч.}$$

Нагрузочные потери во всех трансформаторах

$$W_{не} = 19,526 \times 10^6 + 7,7 \times 10^6 + 2,054 \times 10^6 = 29,28 \times 10^6 \text{ кВт ч.}$$

Таким образом,

$$I_{пот} = (0,24 \times 16,996 \times 10^6 + 0,24 \times 29,28 \times 10^6) \times 10^{-3} = 11,106 \text{ млн. сом / год,}$$

$$I = 20,087 + 11,106 = 31,193 \text{ млн. сом / год.}$$

3.2.10. Ущерб

Для определения возможного ущерба необходимо произвести расчет надежности элементов структурной схемы. Определяем состав учитываемых элементов структурной схемы в варианте 1а; трансформаторы блоков ТЦ-630000/500, ТЦ-630000/220, автотрансформаторы связи АТДЦТН-320000 / 500 / 220.

Показатели надежности этих элементов сведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Показатели надежности

Элементы	1/год	$T_{в}$, ч/год
Энергоблоки	11	120
Трансформаторы, автотрансформаторы высшим напряжением 500 кВ	0,04	200
Трансформаторы с высшим напряжением 220 кВ	0,02	150

Определяем среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему из-за отказов трансформаторов блока по формуле

$$W_{\Sigma} = P \frac{T_y}{8760} w_{\Gamma} T_{в, \Gamma}$$

где P – максимальное значение недоотпуска мощности в систему; T_y – продолжительность этой мощности в году; w_{Γ} – параметр потока отказов трансформаторов, $T_{в, \Gamma}$ – среднее время восстановления трансформаторов после отказа.

Для блоков, присоединенных к РУ 500 кВ, работающих зимой и летом:

$$W_{\Gamma} = 500 \Gamma 10^3 \Gamma \frac{8141}{8760} \Gamma 0,04 \Gamma 200 = 3,7 \Gamma 10^6 \text{ кВт ч / год,}$$

где T_y определяем из графика на рис. 3.2

$$T_{\Sigma} = \frac{[375 \Gamma (6 + 2) + 500 \Gamma 16] \Gamma 200 + [417 \Gamma (6 + 2) + 500 \Gamma 16] \Gamma 165}{500} = 8141 \text{ ч.}$$

Для блока 500 кВ, отключаемого на летний период

$$W_{\Gamma} = 500 \Gamma 10^3 \Gamma \frac{4400}{8760} \Gamma 0,04 \Gamma 200 = 2,0 \Gamma 10^6 \text{ кВт ч / год,}$$

где $T_{\Sigma} = \frac{[375 \Gamma (6 + 2) + 500 \Gamma 16] \Gamma 200}{500} = 4400 \text{ ч.}$

Для блока, присоединенного к РУ 220 кВ, работающего зимой и летом

$$W_{\Gamma} = 500 \Gamma 10^3 \Gamma \frac{8141}{8760} \Gamma 0,02 \Gamma 150 = 1,39 \Gamma 10^6 \text{ кВт ч / год.}$$

Оценим возможные последствия отказов автотрансформаторов связи.

Аварийная нагрузочная способность автотрансформаторов составляет

$$1,4 S_{ном} = 1,4 \times 320 = 448 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Она больше максимального значения перетока мощности между РУ 500 кВ и РУ 220 кВ в нормальном состоянии; равно 345 МВ·А (рис. 3,8), и при ремонте блока 220 кВ - 353 МВ·А (рис. 3.3). Поэтому отказ одного из автотрансформаторов, как в нормальном состоянии структурной схемы, так и при ремонте блока 220 кВ не приводит к ущербу.

Отказ одного автотрансформатора связи в период ремонта второго автотрансформатора связи можно не учитывать, так как математическое ожидание длительности такой аварийной ситуации мало,

$$2 \Gamma w_{\text{АТ}} \Gamma q_{\text{р,АТ}} \Gamma 0,5 \Gamma T_{\text{р,АТ}} = 2 \Gamma 0,04 + 0,0089 \Gamma 0,5 \Gamma 70 = 0,025 \text{ ч / год,}$$

где $q_{\text{р,АТ}}$ – относительная длительность ремонтного состояния автотрансформаторов связи, равная

$$q_{P,AT} = \frac{(wT_B + mT_P)}{8760} = \frac{(0,04 \cdot 200 + 70)}{8760} = 0,0089.$$

Суммарный среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему составит

$$W_{Г} = 2 \times 3,7 \times 10^6 + 2 \times 10^6 + 1,39 \times 10^6 = 10,79 \times 10^6 \text{ кВт ч/год.}$$

Недоотпуск электроэнергии потребителям энергосистемы отсутствует, поскольку аварийное снижение генерирующей мощности во всех случаях не превышает мощности блока 500 МВт, что меньше мощности резерва в системе 700 МВт. Электроснабжение потребителей местного района на напряжении 220 кВ очень надежно, математическим ожиданием недоотпуска электроэнергии местным потребителям можно пренебречь.

Определим среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии в систему. Поскольку недоотпуск электроэнергии потребителям отсутствует, то имеет место только системный ущерб, который составит

$$U_c = y_{o,c} W_c = 0,004 \times 10,79 \times 10^6 = 43,16 \times 10^3 \text{ тыс. руб. / год}$$

где $y_{o,c}$ – удельный системный ущерб; $y_{o,c} = 0,004$ тыс. сом / кВтч.

3.2.11. Приведенные затраты

Приведенные затраты без ущерба

$$Z' = P_n \times K + I = 0,12 \times 239,132 + 31,193 = 59,88 \text{ млн. сом/год.}$$

Приведенные затраты с учетом ущерба

$$Z = P_n \times K + I + U = 0,12 \times 239,132 + 31,193 + 43,160 = 103,04 \text{ млн. сом/год.}$$

В табл. 3.3 приведены результаты технико-экономических расчетов для различных вариантов схемы.

Из табл. 3.3 видно, что:

- варианты 2а и 5 выпадают из конкуренции по капитальным вложениям, ущербу и по приведенным затратам 3;
- вариант 2б имеет наименьшие приведенные затраты с учетом ущерба 3;
- вариант 4 имеет наименьшие приведенные затраты без учета ущерба 3.

Однако в этом варианте имеет место большой ущерб, поэтому приведенные затраты этого варианта с учетом ущерба 3 значительно больше таковых, чем в варианте 2б (на 10,7%). Кроме того, конструктивное выполнение присоединения трансформаторов ТЦ-500000/500, ТДЦ-250000/220 и рабочего трансформатора собственных нужд к выводам генератора (см. рис. 3.16) весьма сложно.

Варианты 1а и 1б отличаются от наиболее экономичного варианта 2б по приведенным затратам с учетом ущерба 3 не более, чем на 3%.

Таким образом, варианты 1а, 1б и 2б можно считать равноценными. Однако предпочтение следует отдать варианту 1а, который имеет технические преимущества. В этом варианте используются трехфазные автотрансформаторы, а в вариантах 1б и 2б – однофазные. Кроме того, наличие двух автотрансформаторов связи вместо одной группы автотрансформаторов, как в вариантах 1б и 2б, повышает надежность связи между распределительными устройствами 500 и 220 кВ.

4. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

4.1. Курсовая работа оформляется согласно требованиям ГОСТ 7.32-91 – «Отчет о научно-исследовательской работе», ЕСКД и другой нормативной документации в виде пояснительной записки на листах формата А4 (297×210). Допускается увеличение формата на величину, кратную размерам сторон при оформлении таблиц, графиков, профилей, в случае, когда этот материал не умещается в стандартный формат.

4.2. Титульный лист курсового проекта оформляется по образцу (приложение 2) чертежным шрифтом черного цвета или печатается на принтере.

4.3. Текст пояснительной записки пишется от руки или набирается на компьютере и печатается черным (синим) цветом шрифтом №12 через 1,5 интервала. Формат текста не более 170×250 мм с соблюдением следующих размеров полей: слева 30 мм, справа 10 мм, сверху 20 мм, снизу 27 мм.

4.4. Оглавление (содержание) включает наименование всех разделов, параграфов, пунктов проекта, имеющих название, с указанием их начальных страниц.

4.5. Основная часть курсовой работы содержит описание и примеры расчетов, их анализ, а так же необходимые рисунки, схемы, графики, кроме чертежей и профилей большого формата (более А2), которые размещаются в приложении в конце проекта.

4.6. Текст должен быть коротким, грамотным и лаконичным, но достаточным для объяснения существа работы. Не допускается сокращений слов в тексте, подписях к таблицам и иллюстрациям (кроме сокращений, разрешенных ГОСТ).

4.7. Содержание пояснительной записки разделяется на разделы (главы) и выделяется одной арабской цифрой, параграфы в пределах каждого раздела – двумя арабскими цифрами с точкой между ними, пункты – тремя арабскими цифрами с точками между ними.

ПРИМЕР:

1. Составление возможных вариантов структурной схемы электростанции.

2. Выбор типов синхронных генераторов.

3. Выбор номинальной мощности блочных трансформаторов.

4. Выбор числа и мощности трансформаторов (автотрансформаторов) связи.

5. Отбор конкурирующих вариантов структурной схемы станции.

6. Технико-экономическое сопоставление конкурирующих вариантов, выбор окончательного варианта структурной схемы станции.

7. Выбор схем электрических соединений распределительных устройств.

Нумерация страниц пояснительной записки сквозная, номера листов проставляются сверху, над серединой текста.

4.8. Наименование разделов (глав) работы начинается с новой страницы и записывается в виде заголовков прописными буквами.

Наименование подразделов записываются в виде заголовков с красной строки строчными буквами. Перенос слов в заголовках не допускается.

4.9. В конце пояснительной записки приводится список использованной литературы.

Список литературы составляется в алфавитном порядке или в порядке упоминания литературы в тексте.

Образец:

1. *Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф. и др.* Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов / Под ред. А.А. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

2.

4.10. Изложение текста в записке рекомендуется вести в безличной форме («устанавливается», «вычисляется»). Допускается употребление множественного числа («мы определяем», «нами принято»). Пи-

сать записку от первого лица в единственном числе («я получаю», «я определяю») не принято.

При изложении записки текст подразделяется на абзацы, каждый абзац начинается с красной строки.

4.11. Все формулы и расчетные зависимости записываются отдельной строкой и нумеруются справа арабскими цифрами в круглых скобках. Все буквенные обозначения должны соответствовать общепринятым обозначениям физических величин и должны сопровождаться пояснениями в тексте.

4.12. Все однотипные вычисления в курсовой работе сводятся в таблицы. Каждая таблица по аналогии с формулой имеет номер, который записывается в правом верхнем углу над названием таблицы, например: таблица 3.4. Таблицу размещают после первого упоминания о ней в тексте таким образом, чтобы ее можно было читать, не поворачивая страницы, или с поворотом по часовой стрелке. Ссылки на таблицу можно давать сокращенно «табл. 3.4.», в повторных ссылках на таблицу, формулы, рисунки следует указывать сокращенное слово «смотри»: например, «см. табл. 3.4.».

К таблицам прилагаются примеры расчетов приведенных в ней величин (не более 1 примера для каждой величины).

4.13. Иллюстрации к тексту курсовой работы (схемы, графики, диаграммы) располагают либо на отдельных страницах, либо между текстом.

Чертежи форматом более А4 помещают в приложении в конце проекта (после списка литературы).

Все иллюстрации обозначаются словом «Рис.» и нумеруются арабскими цифрами. Они должны иметь наименование: например,

Рис. 1. «Принципиальная схема резервирования с.н. ТЭЦ».

Номер и наименование рисунка помещают под иллюстрацией, по центру рисунка. При необходимости иллюстрации снабжают подрисуночным текстом, в этом случае номер рисунка проставляется выше этого текста.

На безмасштабных схемах проставляется буквенное обозначение размеров, на чертежах и профилях, выполненных в масштабе, – размеры и выносные отметки в цифрах. На строительных чертежах такие размеры, как правило, проставляются в сантиметрах, высокие отметки – в метрах. Чертежи вычерчиваются на ватмане стандартных форматов, профили – на миллиметровой бумаге произвольного формата.

Продольные профили могут быть выполнены в различных масштабах.

Например; Масштабы – горизонтальный 1:1000, вертикальный 1:100.

4.14. Графическая часть курсовой работы «Схема электрических соединений электростанции» выполняется на листе формата А2 или А3 в соответствии с требованиями ЕСКД.

4.15. В графах основной надписи (углового штампа) указываются номера граф (показаны в скобках приложения 2):
в графе (1) – наименование изделия, сооружения.

Например, «Главная схема электрической станции»;
в графе (2) – обозначение документа по ГОСТ 2.201-68;
в графе (3) – обозначение материала детали (графа заполняется только на чертежах деталей);
в графе (4) – литеру по ГОСТ 2.201-68 (в курсовом и дипломных проектах не заполняется);
в графе (5) – массу изделия в килограммах (на габаритных и масштабных чертежах не указывается);
в графе (6) масштаб. В основной надписи чертежа масштаб обозначается по типу: 1:5; 1:10; 1:100; 1:500, на разрезах и узлах в поле чертежа – М 1:5; М 1:10 и т.д.

в графе (7) – порядковый номер листа чертежа;
в графе (8) – общее количество листов чертежей в курсовой работе;
в графе (9) – наименование учреждения: КРСУ;
в графе (10) – характер работы, выполняемый лицом, подписавшим документ. Например, «Разработал», «Проверил» и т.д.
в графе (11) – по всей вертикали штампа фамилии лиц, подписавших документ;
в графе (12) – подписи этих лиц;
в графе (13) – даты подписания документа;
в графе (14) – (18) - таблицы изменений (в курсовых проектах не заполняются).

5. ЛИТЕРАТУРА

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов. – М.: Энергия, 1975.
2. Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для электроэнергетических специальностей вузов. – М.: Энергия, 1978.
3. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
4. Электротехнический справочник. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства. - М.: Энергоатомиздат., 1986.
5. Электротехнический справочник. Т. 3. Производство и распределение электрической энергии. – М.: Энергоатомиздат., 1988.
6. Правила устройства электроустановок. – М., 2002.

Приложение 1

Таблица П 1

Технические данные турбогенераторов серии
Т ($\cos \varphi = 0,8$; $f = 50$ Гц)

Тип	Р МВт	U, кВ	Кпд, %	Возбуждение		Масса, т, не более	Оптовая це- на, тыс. руб.
				U_f , В	I_f , А		
Т-2,5-2	2,5	3,15; 6,3	97	83	243	12,5	22,4
Т-4-2	4	3,15; 6,3	97,3	113	274	15	28,1
Т-6-2	6	6,3	97,6	140	248	20	38,1
		10,5					38,7
Т-12-2	12	6,3	97,6	234	247	27	60,1
		10,5					61,6
Т-20-2	20	10,5	97,6	192	548	60	130

Примечание. Масса и цена генераторов указаны без учета системы возбуждения.

Основные технические данные турбогенераторов
серий ТВС, ТВФ, ТВВ, ТГВ, ТВМ

Тип	$P_{ном}$ МВт	$U_{ном}$ кВ	$\cos \varphi_{ном}$	$\eta, \%$	Избыточное давление водоро- да, МПа	Индуктивные сопротивления, %					Постоянные времени, с				$r_f, \text{ Ом}$ (15 °C)	Токи возбуж- дения, А	
						x''_d	x'_d	x_d	X_2	X_0	T''_d	T'_d	T_f	T_a		I_{fx}	$I_{fном}$
ТВС-32-2	32	6,3 10,5	0,8	98,3	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	490
ТВФ-63-2	63	6,3 10,5	0,8 0,8	98,4 98,4	0,2 0,2	20,3 15,3	30,2 26,8	191 218	24,8 18,6	10,2 8,8	- -	- -	6,2 8,9	- -	0,103 0,103	538 462	1465 1325
ТВФ-120-2	100	10,5	0,8	98,4	0,2	19,2	27,8	191	23,4	9,7	0,12	0,9	6,5	0,4	0,12	634	1715
ТВФ-110-2	110	10,5	0,8	98,4	0,25	18,9	27,1	204	23,0	10,6	0,03	0,89	6,7	0,41	0,126	620	1740
ТВВ-160-2	160	18	0,85	98,5	0,3	22,1	32,9	230	26,9	11,5	0,1	0,84	5,9	0,3	0,116	755	2300
ТВВ-200-2	200	15,75	0,85	98,6	0,3	18,0	27,2	211	22	10	0,1	0,9	7,0	0,3	0,088	920	2540
ТВВ-220-2	220	15,75	0,85	98,6	0,3	20	30	232	24	11	0,1	0,9	7,0	0,3	0,088	920	2740
ТВВ-320-2	300	20	0,85	98,7	0,4	17,3	25,8	167	21,1	8,8	0,1	0,9	5,9	0,4	0,115	1200	2900
ТВВ-500-2	500	20	0,85	98,7	0,45	24,2	35,5	256	29,5	14,1	0,16	1,28	9,2	0,34	0,1	1075	3530
ТВВ-800-2	800	24	0,9	98,75	0,5	21,9	30,7	233	26,7	11,7	0,15	1,23	9,3	0,33	0,12	1287	3790
ТВВ-1200-2	1200	24	0,9	98,8	0,5	24,8	35,8	242	30,2	15,2	0,18	1,42	8,5	0,38	0,051	2460	7530
ТВВ-1000-4	1000	24	0,9	98,7	0,5	32,4	45,8	241	39,5	14,9	0,22	1,7	9,1	0,34	0,05	2250	7020

Тип	$P_{ном}$ МВт	$U_{ном}$ кВ	$\cos \varphi_{ном}$	$\eta, \%$	Избыточное давление водоро- да, МПа	Индуктивные сопротивления, %					Постоянные времени, с				$r_f, \text{ Ом}$ (15 °C)	Токи возбуж- дения, А	
						x''_d	x'_d	x_d	X_2	X_0	T''_d	T'_d	T_f	T_a		I_{fx}	$I_{fном}$
ТГВ-200	200	15,75	0,85	98,6	0,3	19	29,5	184	23,2	8,4	0,14	1,1	6,9	0,55	0,174	720	1880
ТГВ-200 М	200	15,75	0,85	98,6	0,3	21,3	32	190	26	9,14	0,14	1,09	6,5	0,32	0,174	710	1880
ТГВ-300	300	20	0,85	98,7	0,3	19,5	30	219	23,8	9,63	0,12	0,96	7,0	0,54	0,103	1060	3050
ТГВ-500	500	20	0,83	98,84	0,3	24,3	37,3	241	29,6	14,6	0,12	0,98	6,3	0,47	0,068	1605	5120
ТГВ-500	500	20	0,85	98,82	0,3	26,8	39,8	216	32,7	13	0,16	1,27	6,9	0,37	0,084	1500	4380
ТВМ-300	300	20	0,85	98,8	-	20,4	35,2	211	-	-	-	-	6,9	-	-	-	4420
ТВМ-500	500	36,75	0,85	98,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Габаритные размеры и другие данные турбогенераторов серий ТВС, ТВФ, ТВВ, ТГВ и ТВМ

Тип турбогенератора	Тип возбудителя	Размеры, м (см. рис. 24.28, 24.29)					Масса, т			$J, \text{т} \cdot \text{м}^2$	Критическая частота вращения, об/мин.	Цена с возбудителем, тыс. руб.
		L	B	C_1	C	η	ротора	статора	общая			
ТВС-32-2	ВТС-170С-3000	8,88	1,76	–	–	0,75	–	–	78,4	–	–	205
ТВФ-63-2	ВТ-450-3000	10,3	1,96	2,7	1,65	0,92	25,4	89,4	140	2,4	–	278
ТВФ-120-2	ВТД-4Э0-3000	11,38	1,98	3,08	1,8	0,92	30,8	118,8	177	3,25	–	371
ТВФ-110-2	ВТД-490-3000	11,15	1,88	3,0	1,7	0,92	28,9	94,7	145	–	–	–
ТВВ-160-2	ВТ-2350-2	12,65	1,88	3,03	1,7	0,92	30,8	115	167	4,45	1440/4300	541
ТВВ-200-2	ВТ-4000-2	13,88	1,98	3,55	1,8	0,92	41,8	170	269	5,28	1350/3400	627
ТВВ-220-2	ВТ-4000-2	13,83	1,98	3,55	1,8	0,92	41,8	170	269	5,28	1350/3400	637
ТВВ-320-2	ВТ-4000-2	15,92	2,35	4,52	2,15	0,92	55,1	202	376	7,44	900/2600	829
ТВВ-500-2	ВТ-5000-2	17,18	2,68	4,8	2,07	0,92	65	225	420	10,0	820/2330	1438
ТВВ-800-2	ВТ-6000-2	19,3	2,78	5,35	2,0	0,92	84	322	589	16,0	680/1680	2695
ТВВ-1200-2	БВД-4000-3000	25,16	3,2	6,02	2,0	0,92	104	410	717	–	–	–
ТВВ-1000-4	БВД-4600-1500	21,82	3,05	5,63	2,1	1,35	156	333	746	–	–	5316

Тип турбогенератора	Тип возбудителя	Размеры, м (см. рис. 24.28, 24.29)					Масса, т			$J, \text{т} \cdot \text{м}^2$	Критическая частота вращения, об/мин.	Цена с возбудителем, тыс. руб.
		L	B	C_1	C	η	ротора	статора	общая			
ТГБ-200	Тиристорная система самовозбуждения	11,68	2,36	4,86	1,90	0,92	48,1	201	291	–	–	–
ТГВ-200М		11,68	2,35	4,86	1,90	0,92	48,1	170	254	–	–	583
ТГВ-300	СТВ-12БУЗ	12,03	2,4	5,30	2,0	0,92	55,8	254	362	8,5	1280/3700	820
ТГВ-500	Тиристорная система независимого возбуждения	12,65	2,5	4,61	1,55	0,98	62	219	361	8,2	1230/4200	1369
ТГВ-500-4	БТВ-500-4	14,13	2,81	4,50	1,65	1,35	154	240	500	–	–	–
ТВМ-300	ТВМ-1400-1000	19,77	2,02	4,45	1,58	0,92	54	224	393	6,4	936/2560	–
ТВМ-500	–	18,11	–	–	–	0,92	63,5	244	340	–	–	1622

Примечание: Общая масса генераторов указана с учетом массы возбудителей; в стоимость генераторов входит стоимость возбудителей (кроме генераторов серий ТГВ и ТВМ) и аппаратуры водородного, водяного и масляного охлаждения.

Технические данные некоторых гидрогенераторов серий СГК, СГКВ, СВ, СВФ

Тип	$S_{НОМ}$ МВ· А	$U_{НОМ}$ кВ	$n_{НОМ}$ об/мин	$\cos \varphi$	η , %	$n_{уг}$		Индуктивные сопротивления, %						ОКЗ	T_f с	Возбуж- дение		Исполнение	Масса, т		J , т·м ²
						$n_{НОМ}$	x_d	X_H	x'_d	x''_d	X_2	X_0	I_f , А			U_f , В	ротора		общая		
ВГС 440/69-28	9,4	10,5	214	0,8	96,1	2,15	97		32	21		–	1,1		436	185	Подвесное	52	108	100	
СГКВ 480/115-64	20,0	3,15	93,8	1,0	96,3	2,81	194		57	45	45	–			950	295	Капсульное	62	170	162,5	
ВГС 525/125- 28	26,9	10,5	214	0,8	96,3	2,15	90		27	19		–	1,3		1050	145	Подвесное	116	241	325	
СГК2 538/160- 70	19,0	3,15	85,7	0,92	96,0	2,33	133		56	44	–	–	0,87	–	–	–	Капсульное		166	250	
СВ 712/227-24	306	15,75	250	0,85	98,18	1,76	165	–	42,4	27,9	28,4	9,8		8,65	2400	310	Подвесное	388	818	2000	
СВО 733/130- 36	45,6	10,5	166,7	0,9	97,4	2,1	105		33	30	33		1,0		–	–	»	–	450	1270	
ВГС 800/110- 52	35	10,5	115,4	0,8	95,7	2,25	110		41	27	–	–	1,0		1020	210	Зонтичное	170	345	1450	
СВ 808/130-40	64,7	10,5	150	0,85	97,7	2,05	93	63	35	22	22,2	8,2		–	1200	204		255	–	1875	
ВГСФ 930/233-30	294	15,75	200	0,85	98,1	1,8	147	–	33	19	20	–	0,75	–	1880	308	Подвесное	560	1150	5375	
ВГСВФ 940/235-30	353	15,75	200	0,85	98,2	1,8	131	85	38	24	25	–	0,81	9,7	2450	300	»	648	1250	6025	

Тип	$S_{НОМ}$ МВ· А	$U_{НОМ}$ кВ	$n_{НОМ}$ об/мин	$\cos \varphi$	η , %	$n_{уг}$		Индуктивные сопротивления, %						ОКЗ	T_f с	Возбуж- дение		Исполнение	Масса, т		J , т·м ²
						$n_{НОМ}$	x_d	X_H	x'_d	x''_d	X_2	X_0	I_f , А			U_f , В	ротора		общая		
СВ 1070/145- 52	100	13,8	115,4	0,8	97,6	1,8	110	–	34	22	–	–	1,0		–	–	Зонтичное	–	700	6000	
СВ 1130/140- 48	117,7	13,8	125	0,85	98,0	2,15	91	59	26	21	22	10	–		1300	191	»	–		7250	
ВГС 1190/215- 48	282,5	15,75	125	0,85	98,4	1,8	122	78	38	25	–	–	0,87		1600	370		650	1180	13 700	
ВГС 1260/147- 68	97	13,8	88,25	0,85	97,5	1,8	76	–	28	21	–	–	1,47		1435	355	»	384	784	9250	
СВФ 1285/275-42	711	15,75	142,8	0,9	98,3	1,96	158	97	43	29,5	30,5	15	–	8,2	3500	530	»	935	1790	25 400	
СВ 1500/200- 88	127,8	13,8	68,2	0,9	97,6	2,05	52	–	20	15	15	–			1820	380		765	1350	25 000	
ВГС 1525/135- 120	70,6	10,5	50	0,85	97,2	2,2	66	50	32	28	–	–	1,62		1300	480		500	850	18 300	
СВФ 1690/175-64	590	15,75	93,8	0,85	98,2	1,65	160	100	42	30	31	15	–	5,2	3680	615	»	884	1650	46 750	
ВГДС 1025/245-40	236	15,75	150	0,85 0,95	98,4	1,6	142	96	45	32	33	–	0,758	12, 8	1680 1500	240 210		600	1100	8000	
СВО 1170/190-36	209 228	15,75	166,7	0,85 0,94	97,8 98,1	1,58	122	–	32	18	–	–	0,87 0,81	–	–	–	»	–	950	7500	
СВО 1120/190-32	285 290	15,75	187,3	0,9 1,0	98,2 98,4	1,5	102		32	17	–	–	1,0	–	–	–		–	1130	9500	

Примечание: Для обратимых машин типов СВО и ВГДС в числителе указаны данные для генераторного, а в знаменателе – для двигательного режимов.

Технические данные некоторых генераторов серий ЕСС, ЕСС5, СГД, СГ2, СГД2, СГДС ($\cos \varphi = 0,8$; $f = 50$ Гц)

Тип	$S_{НОМ}$, кВ·А	$n_{НОМ}$, об/мин	$\eta_{НОМ}$, %	ОКЗ	Возбужде- ние		J , кг· м ²	Масса, кг		Размеры, м (см. рис. 25. 14)			Цена, тыс. руб
					$U_{f_{НОМ}}$, В	$I_{f_{НОМ}}$, А		ротора	общая	l_{10}	b_{10}	h	
ЕСС-52-4	6,25	1500	80,2	–	–	–	0,142	36	125	0,562	0,33	0,18	0,315
ЕСС-62-1	15	1500	86	–	–	–	0,35	65	238	0,693	0,39	0,20	0,405
ЕСС-82-4	37,5	1500	88	–	–	–	1,05	175	420	0,868	0,52	0,25	0,54
ЕСС-91-4	62,5	1500	90	–	–	–	1,87	185	590	0,933	0,60	0,315	0,64
ЕСС5-61-4	10	1500	84,7	–	–	–	0,25	48	160	0,698	0,39	0,20	0,27
ЕСС5-62-4	15	1500	85	–	–	–	0,35	65	189	0,742	0,39	0,20	0,30
ЕСС5-81-4	25	1500	86	–	–	–	0,725	103	300	0,793	0,52	0,25	0,355
ЕСС5-81-6	25	1000	86	–	–	–	1,15	125	300	0,793	0,52	0,25	0,355
ЕСС5-82-4	37,5	1500	87,5	–	–	–	1,05	125	360	0,87	0,52	0,25	0,39
ЕСС5-83-6	37,5	1000	88,2	–	–	–	1,675	175	360	0,87	0,52	0,25	0,41
ЕСС5-91-4	62,5	1500	89,3	–	–	–	1,875	185	490	0,935	0,645	0,315	0,46
ЕСС5-92-6	62,5	1000	89,6	–	–	–	2,85	229	540	0,935	0,645	0,315	0,485
ЕСС5-92-4	75	1500	90,5	–	–	–	2,3	212	545	0,935	0,645	0,315	0,485
ЕСС5-93-4	93,7	1500	91	–	–	–	–	–	605	0,99	0,60	0,315	0,56
СГД102-8	93,7	750	89	–	–	118,5	–	–	1070	1,2	0,72	0,375	1,49
СГД 103-4	250	1500	92,3	–	–	129	–	–	1550	1,46	0,72	0,375	1,76

Тип	$S_{НОМ}$, кВ·А	$n_{НОМ}$, об/мин	$\eta_{НОМ}$, %	ОКЗ	Возбужде- ние		J , кг· м ²	Масса, кг		Размеры, м (см. рис. 25. 14)			Цена, тыс. руб
					$U_{f_{НОМ}}$, В	$I_{f_{НОМ}}$, А		ротора	общая	l_{10}	b_{10}	h	
СГ2-85/18-12	156	500	90,5	0,7	27	145	29	–	1670	1,26	1,005	0,50	5,0
СГ2-85/18-10	200	600	91,3	0,7	29	156	29	–	1640	1,26	1,005	0,50	–
СГ2-85/29-12	250	500	91,9	0,8	36	147	45	–	2120	1,37	1,005	0,50	–
СГ2-74/25-6	313	1000	93	0,6	31	179	17	–	1600	1,33	0,89	0,45	4,8
СГ2-85/20-10	313	600	92,6	0,7	38	153	45	–	2140	1,37	1,005	0,50	–
СГ2-85/45-12	394	500	92,7	0,7	49	147	70	–	2750	1,5	1,005	0,50	5,97
СГД2-17-24-16	500	375	92	0,85	41	216	287	–	4400	1,485	1,96	0,315	–
СГД2-17-29-16	625	375	92,6	0,95	50	236	338	–	4950	1,545	1,96	0,315	–
СГД2-17-36-16	790	375	93,5	0,85	55	222	400	–	5450	1,605	1,96	0,315	9,6
СГД2-17-44-16	1000	375	94	0,9	61	241	488	–	6200	1,605	1,96	0,315	12,0
СГДС-15-30-8	1250	375	94,3	–	50	323	–	–	7300	–	–	–	14,7
СГДС-15-54-8	2000	375	95	–	69	320	–	–	11 600	–	–	–	24,5
СГДС-15-74-8	2500	375	95	–	70	306	–	–	13 700	–	–	–	27,6

Примечание: Генераторы серий ЕСС и ЕСС5 имеют напряжение 230 или 400 В, генераторы СГДС и СГ2 – 400 В, генераторы СГ2 – 400 или 6300 В, генераторы СГДС – 6300 В.

Трансформаторы силовые масляные общего назначения трехфазные двух- и трехобмоточные с охлаждением естественным масляный (М), масляным с дутьем (Д) и с принудительной циркуляцией масла (ДЦ), классов напряжения 10, 35, 110 и 220 кВ, выпускаемые заводами

Тип трансформатора	u_K , %	Потери, кВт		i_O , %	Масса, т		Габариты, мм			Цена, тыс. долл.
		P_X	P_K		полная	масла	H	L	B	
а) двухобмоточные классов напряжения 10 и 35 кВ, соответствующие требованиям ГОСТ 12022-76										
ТМ-25/10	4,5	0,135	0,600	3,2	0,380	—	1225	1120	460	0,290
ТМ-40/10	4,5	0,190	0,880	3,0	0,485	—	1270	1120	480	0,350
ТМ-63/10	4,5	0,265	1,280	2,8	0,620	—	1400	1120	560	0,410
ТМ-100/10	4,5	0,365	1,970	2,6	0,740	—	1470	1200	800	0,570
ТМ-160/10	4,5	0,565	2,65	2,4	1,150	—	1600	1220	1020	0,740
ТМ-250/10	4,5	0,820	3,70	2,3	1,475	—	1760	1310	1050	1,000
ТМ-400/10	4,5	1,060	5,50	2,1	1,90	—	1900	1400	1080	1,410
ТМ-630/10	5,5	1,560	7,60	2,0	3,00	—	2150	1750	1275	2,035
ТМ-100/35	6,5	0,465	1,970	2,6	1,300	—	2200	1330	900	1,000
ТМ-160/35	6,5	0,700	2,65	2,4	1,700	—	2260	1400	1000	1,400
ТМ-250/35	6,5	1,000	3,70	2,3	2,000	—	2320	1500	1250	1,800
ТМ-400/35	6,5	1,35	5,50	2,1	2,700	—	2500	1650	1350	2,340
ТМ-630/35	6,5	1,90	7,60	2,0	3,500	—	2750	2100	1450	3,050

Тип трансформатора	u_K , %	Потери, кВт		i_O , %	Масса, т		Габариты, мм			Цена, тыс. долл.
		P_X	P_K		полная	масла	H	L	B	
б) двухобмоточные классов напряжения 10 и 35 кВ, соответствующие требованиям ГОСТ 11920-73										
ТМ-1000/10	5,5	2,45	12,2	1,4	5,0	—	3000	2700	1750	2,965
ТМ-1600/10	5,5	3,3	18,0	1,3	7,0	—	3400	2450	2300	4,150
ТМ-2500/10	5,5	4,6	26,0	1,0	8,0	—	3600	3500	2260	5,800
ТМ-4000/10	6,5	6,4	33,5	0,9	13,2	—	3900	3900	3650	8,400
ТМ-6300/10	6,5	9,0	46,5	0,8	17,3	—	4050	4300	3700	11,400
ТМ-1000/35	6,5	2,75	12,2	1,5	6,0	1,95	3150	2700	1570	4,00
ТМ-1600/35	6,5	3,65	18,0	1,4	7,1	2,43	3400	2650	2300	5,20
ТМ-2500/35	6,5	5,1	25,0	1,1	9,6	2,58	3800	3800	2450	6,00
ТМ-4000/35	7,5	6,7	33,5	1,0	13,2	4,10	3900	3900	3650	8,70
ТМ-6300/35	7,5	9,4	46,5	0,9	16,2	4,80	4050	4300	3700	11,30
ТД-10000/35	7,5	14,5	65,0	0,8	21,8	—	4350	3000	3760	16,00
ТД-16000/35	8,0	21,0	90,0	0,6	31,3	—	4860	3950	3970	24,30
ТД-40000/35	8,5	36,0	165,0	0,4	52,3	—	5700	5300	4400	—
ТДЦ-80000/35	9,5	60,0	280,0	0,3	—	—	—	—	—	—
в) Трехобмоточные класса напряжения 35 кВ, соответствующие требованиям ГОСТ 11920-73										
ТИТН-6300/35	—	12,0	55,0	1,20	26,5	—	4500	5200	4300	29,00
ТДТН-10000/35	—	19,0	75,0	1,00	35,0	—	5200	6000	4300	37,00
ТДТН-16000/35	—	28,0	115,0	0,95	47,0	—	5500	6500	4500	47,00

Тип трансформатора	u_K , %	Потери, кВт		i_O , %	Масса, т		Габариты, мм			Цена, тыс. долл.
		P_x	P_K		полная	масла	H	L	B	
г) двухобмоточные повышающие класса напряжения 110 кВ, ПБВ и без ответвлений, соответствующие требованиям ГОСТ 12965-74										
ТД-40000/110	10,5	52,0	175,0	0,65	–	–	–	–	–	–
ТДЦ-80000/110	10,5	89,0	310,0	0,55	96,0	15,0	7000	7800	5400	113,7
ТДЦ-125000/110	10,5	120,0	400,0	0,55	127,9	18,7	7000	8000	4700	140,0
ТДЦ-200000/110	10,5	170,0	550,0	0,50	187,0	24,3	7100	7560	3530	222,0
ТДЦ-250000/110	10,5	200,0	640,0	0,50	203,0	22,5	–	–	–	255,0
ТДЦ-400000/110	10,5	320,0	900,0	0,45	313,0	33,0	7750	14 600	8300	373,0
б) двухобмоточные классов напряжения 10 и 35 кВ, соответствующие требованиям ГОСТ 11920-73										
ТМ-1000/10	5,5	2,45	12,2	1,4	5,0	–	3000	2700	1750	2,965
ТМ-1600/10	5,5	3,3	18,0	1,3	7,0	–	3400	2450	2300	4,150
ТМ-2500/10	5,5	4,6	26,0	1,0	8,0	–	3600	3500	2260	5,800
ТМ-4000/10	6,5	6,4	33,5	0,9	13,2	–	3900	3900	3650	8,400
ТМ-6300/10	6,5	9,0	46,5	0,8	17,3	–	4050	4300	3700	11,400
ТМ-1000/35	6,5	2,75	12,2	1,5	6,0	1,95	3150	2700	1570	4,00
ТМ-1600/35	6,5	3,65	18,0	1,4	7,1	2,43	3400	2650	2300	5,20
ТМ-2500/35	6,5	5,1	25,0	1,1	9,6	2,58	3800	3800	2450	6,00
ТМ-4000/35	7,5	6,7	33,5	1,0	13,2	4,10	3900	3900	3650	8,70
ТМ-6300/35	7,5	9,4	46,5	0,9	16,2	4,80	4050	4300	3700	11,30
ТД-10000/35	7,5	14,5	65,0	0,8	21,8	–	4350	3000	3760	16,00
ТД-16000/35	8,0	21,0	90,0	0,6	31,3	–	4860	3950	3970	24,30
ТД-40000/35	8,5	36,0	165,0	0,4	52,3	–	5700	5300	4400	–
ТДЦ-80000/35	9,5	60,0	280,0	0,3	–	–	–	–	–	–

Тип трансформатора	u_K , %	Потери, кВт		i_O , %	Масса, т		Габариты, мм			Цена, тыс. долл.
		P_x	P_K		полная	масла	H	L	B	
в) трехобмоточные класса напряжения 35 кВ, соответствующие требованиям ГОСТ 11920-73										
ТИТН-6300/35	–	12,0	55,0	1,20	26,5	–	4500	5200	4300	29,00
ТДТН-10000/35	–	19,0	75,0	1,00	35,0	–	5200	6000	4300	37,00
ТДТН-16000/35	–	28,0	115,0	0,95	47,0	–	5500	6500	4500	47,00
г) двухобмоточные повышающие класса напряжения 110 кВ, ПБВ и без ответвлений, соответствующие требованиям ГОСТ 12965-74										
ТД-40000/110	10,5	52,0	175,0	0,65	–	–	–	–	–	–
ТДЦ-80000/110	10,5	89,0	310,0	0,55	96,0	15,0	7000	7800	5400	113,7
ТДЦ-125000/110	10,5	120,0	400,0	0,55	127,9	18,7	7000	8000	4700	140,0
ТДЦ-200000/110	10,5	170,0	550,0	0,50	187,0	24,3	7100	7560	3530	222,0
ТДЦ-250000/110	10,5	200,0	640,0	0,50	203,0	22,5	–	–	–	255,0
ТДЦ-400000/110	10,5	320,0	900,0	0,45	313,0	33,0	7750	14 600	8300	373,0
д) двухобмоточные класса напряжения 110 кВ, РПН соответствующие требованиям ГОСТ 12965-74										
ТМН-2500/110	10,5	6,5	22,0	1,50	24,05	10,40	4090	5150	3540	26,0
ТМН-6300/110	10,5	11,5	48,0	0,80	37,75	14,50	5150	6080	3170	36,0
ТДН-10000/110	10,5	15,5	60,0	0,70	43,40	15,10	5380	5900	4270	40,0
ТДН-16000/110	10,5	24,0	85,0	0,70	43,30	13,25	6300	6910	4470	48,0
ТРДН-25000/110	10,6	30,0	120,0	0,70	67,20	20,00	5820	6580	4650	65,5
ТРДН-32000/110	10,5	40,0	145,0	0,70	75,72	24,51	–	–	–	76,5
ТРДН-40000/110	10,5	50,0	160,0	0,65	92,42	28,20	6190	6930	4850	88,0
ТРДЦН-63000/110	10,5	70,0	245,0	0,60	108,9	29,00	6500	8300	4400	110,0
ТРДЦН-80000/110	10,5	85,0	310,0	0,60	136,5	36,30	–	–	–	126,0
ТРДЦМ-125000/110	10,5	120,0	400,0	0,55	–	–	–	–	–	–

Тип трансформатора	u_K , %	Потери, кВт		i_O , %	Масса, т		Габариты, мм			Цена, тыс. долл.
		P_x	P_K		полная	масла	H	L	B	
е) трехобмоточные класса напряжения 110 кВ, РПН, соответствующие требованиям ГОСТ 12965-74										
ТМТН-6300/110	–	17,0	58,0	1,2	44,2	16,7	5400	6200	3500	41,7
ТДТН-10000/110	–	23,0	76,0	1,1	57,1	21,6	5400	6900	3750	51,0
ТДТН-16000/110	–	32,0	96,0	1,0	59,8	19,5	6200	7200	4400	62,0
ТДТН-25000/110	–	45,0	140,0	0,9	76,6	23,5	6400	7400	4600	72,3
ТДТН-40000/110	–	63,0	200,0	0,8	103,6	27,9	6300	7500	4900	54,4
ТДТН-63000/110	–	87,0	290,0	0,7	135,0	37,0	7000	8200	4700	126,0
ТДТН-80000/110	–	102,0	390,0	0,6	148,2	38,2	7200	9600	4800	137,0
ж) двухобмоточные повышающие класса напряжения 220 кВ, ПБВ и без ответвлений, соответствующие требованиям ГОСТ 15957-70										
ТДЦ-80000/220	11,0	105	320	0,6	156,0	44,8	–	–	–	151,5
ТДЦ-125000/220	11,0	135	380	0,5	170,0	34,5	7140	9500	5600	186,0
ТДЦ-200000/220	11,0	200	580	0,45	210,0	45,1	7360	12 600	6340	253,0
ТДЦ-250000/220	11,0	240	650	0,45	253,0	41,7	–	11 700	5660	284,0
ТДЦ-400000/220	11,0	330	880	0,4	352,0	45,8	7970	12 550	4480	389,0
ТЦ-630000/320	11,0	380	1300	0,35	477,0	58,0	8100	12 200	5100	574,0
з) двухобмоточные класса напряжения 220 кВ, РПН, соответствующие требованиям ГОСТ 15957-70										
ТРДН-32000/220	12,0	53	167	0,9	112,0	37,5	8350	8900	5500	119,0
ТРДЦН-63000/220	12,0	82	300	0,8	136,5	39,0	8600	8000	5550	156,6
ТРДЦН-100000/220	12,0	115	360	0,7	–	–	–	–	–	–
ТРДЦН-160000/220	12,0	167	525	0,6	236,0	55,1	7550	12 300	6000	269,0

Тип трансформатора	u_K , %	Потери, кВт		i_O , %	Масса, т		Габариты, мм			Цена, тыс. долл.
		P_x	P_K		полная	масла	H	L	B	
и) трехобмоточные класса напряжения 220 кВ, РПН, соответствующие требованиям ГОСТ 15957-70										
ТДТН-25000/220	–	50	135	1,2	114,3	38,5	8400	10 160	5120	114,6
ТДТН-40000/220	–	66	240	1,1	121,3	4,6	7510	11100	5400	130,0
ТДЦТН-63000/220	–	91	320	1,0	–	–	–	–	–	–

Таблица П 7

Трансформаторы двухобмоточные трехфазные и однофазные классов напряжения 330 и 500 кВ

Тип трансформатора	ВН, кВ	НН, кВ	$u_K, \%$	Потери, кВт		$i_0, \%$
				P_x	P_K	
а) двухобмоточные повышающие класса напряжения 330 кВ без регулировочных ответвлений, соответствующие требованиям ГОСТ 17545-72						
ТДЦ-125000/330	347	10,5; 13,8	11,0	145	360	0,5
ТДЦ-200000/330	347	13,8; 15,75; 18,0	11,0	220	560	0,45
ТДЦ-250000/330	347	13,8; 15,75	11,0	240	603	0,45
ТДЦ-400000/330	347	15,75; 20,0	11,0	365	810	0,4
ТЦ-630000/330	347	15,75; 20,0	11,0	405	1381	0,3
ТЦ-1000000/330	347	24,0	11,5	480	2200	0,3
б) двухобмоточные класса напряжения 330 кВ, РПН, соответствующие требованиям ГОСТ 17545-72						
ТРДН-32000/330	330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	11,0	82	170	0,85
ТДН-32000/330	330	38,5 (нерасщепленная)	11,0	82	170	0,85
ТРДН-63000/330	330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	11,0	120	265	0,7
ТДН-63000/330	330	38,5 (нерасщепленная)	11,0	120	265	0,7
ТРДН-125000/330	330	10,5–10,5	11,0	180	420	0,5
в) двухобмоточные повышающие трехфазные класса напряжения 500 кВ без регулировочных ответвлений, соответствующие требованиям ГОСТ 17544-72						
ТДЦ-250000/500	525	13,8; 15,75; 20,0	13,0	250	600	0,45
ТДЦ-400000/500	525	13,8; 15,75; 20,0	13,0	385	800	0,40
ТЦ-630000/500	525	15,76; 20,0; 24,0	14,0	500	1300	0,35

Тип трансформатора	ВН, кВ	НН, кВ	$u_K, \%$	Потери, кВт		$i_0, \%$
				P_x	P_K	
г) Двухобмоточные повышающие однофазные класса напряжения 500 кВ без регулировочных ответвлений, соответствующие требованиям ГОСТ 17544-72						
ОРДЦ-333000/500	$525/\sqrt{3}$	15,75–15,75; 20–20; 24–24	12,0	200	950	0,35
ОРЦ-417000/500	$525/\sqrt{3}$	15,75–15,75; 20–20; 24–24	13,0	255	1180	0,30
ОРЦ-533000/500	$525/\sqrt{3}$	18–18; 24–24; 24–24/ $\sqrt{3}$	13,3	300	1400	0,30

Примечания:

1. Расщепленные обметки НН трансформаторов по табл. 22.30, б и г имеют номинальные мощности частей по 50 % номинальной мощности трансформатора.

2. Трансформаторы по табл. 22.30, б имеют РПН в нейтрали обмотки ВН в диапазоне регулирования + 12 % не менее 8 ступеней.

Автотрансформаторы трехобмоточные трехфазные
и однофазные классов напряжения 220, 350 и 500 кВ, РПН

Тип трансформатора	Мощность, мВ - А		Сочетание напряжений, кВ			Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %			i_o , %
	номинальная	Обмотки НН	ВН	СН	НН	P_x	P_k (ВН - СН)	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН	
а) Автотрансформаторы трехфазные класса напряжения 220 кВ, РПН, соответствующие требованиям ГОСТ 15957-07											
АТДТН-32000/220	32	16	230	121	6,6; 11; 38,5	32	145	11,0	34	21	0,6
АТДТН-63000/220	63	32	230	121	6,6; 11; 38,5	45	215	11,0	35	22	0,5
АТДТН-100000/220	100	50	230	121	6,6; 11; 38,5	75	260	11,0	31	19	0,5
АТДЦТН-125000/220	125	60	230	121	6,6; 11; 13,8; 38,5	85	290	11,0	31	19	0,5
АТДЦТН-160000/220	160	80	230	121	6,6; 11; 13,8; 38,5	100	380	11,0	32	20	0,5
АТДЦТН-200000/220	200	100	230	121	38,5	125	430	11,0	32	20	0,5
ЛТДЦТН-250000/220	250	125	230	121	11,0; 13,8; 15,75	145	520	11,0	32	20	0,5
б) Автотрансформаторы трехфазные класса напряжения 330 кВ, РПН соответствующие требованиям ГОСТ 17545-72											
АТДЦТН-63000/330	63	32	330	115	6,6; 11,0; 15,75; 38,5	70	280	10,0	32	21,5	0,6
АТДЦТН-125000/330	125	63	330	115	6,6; 11,0; 15,75; 38,5	115	370	10,0	35	22,0	0,5
АТДЦТН-200000/330	200	80	330	115	6,6; 11,0; 15,75; 38,5	180	600	10,0	34	22,5	0,5

Тип трансформатора	Мощность, мВ - А		Сочетание напряжений, кВ			Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %			i_o , %
	номинальная	Обмотки НН	ВН	СН	НН	P_x	P_k (ВН - СН)	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН	
в) автотрансформаторы трехфазные класса напряжения 500 кВ, РПН, соответствующие требованиям ГОСТ 17544-72											
АТДЦТН-125000/500	125	50	500	121	6,6; 11,0; 38,5	150	330	10,5	24	13,0	0,5
АТДЦТН-250000/500	250	100	500	121	11,0; 38,5	270	550	10,5	24	13,0	0,45
г) автотрансформаторы однофазные класса напряжения 500 кВ, РПН, соответствующие требованиям ГОСТ 17544-72											
АОДЦТН-167000/500	167	50	$500/\sqrt{3}$ $\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$ $\sqrt{3}$	11,0; 38,5	125	325	11	35	21,5	0,4
АОДЦТН-167000/500	167	67	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	13,8	125	325	9,5	29,0	17,5	0,4
АОДЦТН-167000/500	167	83	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	15,75; 20,0	125	325	9,5	49,0	17,5	0,4
АОДЦТН-167000/500	167	33	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11,0; 38,5	70	320	9,5	67,0	61,0	0,3
АОЦТН-267000/500	267	67	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11,0; 13,8; 38,5	160	420	8,5	23,0	12,5	0,33
АОЦТН-267000/500	267	83	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	15,75	160	420	8,5	23,0	12,5	0,35
АОЦТН-267000/500	267	120	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	20,0	160	420	8,5	23,0	12,5	0,35

Приложение 2

Образец оформления титульного листа
курсовой работы

КЫРГЫЗСКО-РОССИЙСКИЙ СЛАВЯНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ЕСТЕСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»

КУРСОВАЯ РАБОТА

по дисциплине
«Электрическая часть станций и подстанций»

на тему: _____

Выполнил (а) студент (ка) _____

Ф.И.О.

Принял руководитель _____

Должность

Ф.И.О.

БИШКЕК 200__

Приложение 3

Кыргызско-Российский Славянский университет

ЕСТЕСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии»

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Задание на курсовую работу:
«Выбор структурной схемы электростанции»

Студенту _____ группы ЭУП _____

1. Содержание курсовой работы:

- 1.1. Составление возможных вариантов структурной схемы электрической станции.
- 1.2. Выбор номинальной мощности блочных трансформаторов и трансформаторов (автотрансформаторов) связи.
- 1.3. Отбор конкурирующих вариантов структурной схемы электрической станции.
- 1.4. Расчет технико-экономических показателей структурной схемы электрической станции.
- 1.5. Сопоставление вариантов и окончательный выбор структурной схемы электрической
1.6. станции.

2. Исходные данные.

- 2.1. Тип электростанции – _____
- 2.2. Мощность станции и энергоблоков _____ МВт
- 2.3. Расположение станции в системе:

2.4. Суточные графики нагрузки:

а) электростанции

Часы суток						
Мощность нагрузки, МВт	Зима					
	Лето					

б) потребителей на стороне _____ кВ

Часы суток						
Мощность нагрузки, МВт	Зима					
	Лето					

в) потребителей на стороне _____ кВ

Часы суток						
Мощность нагрузки, МВт	Зима					
	Лето					

2.5. Коэффициент мощности потребителей, $\cos \varphi =$ _____;

2.6. Число отходящих ЛЭП на стороне: _____ кВ - ____; _____ кВ - ____; _____ кВ - ____.

2.7. Мощность на собственные нужды станции _____ % от установленной мощности.

2.8. Связь с системой осуществляется по _____ ЛЭП _____ кВ.

3. Отчетность.

3.1. Пояснительная записка.

3.2. Главная схема электрических соединений выбранного варианта электростанции.

Дата выдачи задания _____

Срок выполнения _____

2.4. Преподаватель _____

Образец штампа основной надписи чертежей (угловой штамп)														
55	185													
			5	10	25	15	10	70	50					
	5								(2)					
		(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(1)							

80

							(4)						(5)	(6)	
			Изм.	Лист	№ до- кум.	Подп.		Дата							
			Разработал		Иванов С.			15.01.							
			Проверил		Симаков Ю.П.										
			(10)		(11)	(12)	(13)	(3)	Лист (7)			Листов (8)		(9)	

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ
СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

ВЫБОР СТРУКТУРНОЙ
СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Учебно-методическое пособие
по выполнению курсовой работы

Технический редактор *М.Р. Фазлыева*
Компьютерная верстка *Э.Ю. Вислевской*

Подписано в печать 05.10.07. Формат 60×84¹/₁₆
Офсетная печать. Объем 5,25 п.л.
Тираж 50. Заказ 341.

Отпечатано в типографии КРСУ
720000, г. Бишкек, ул. Шопокова, 68