

Министерство образования и науки Российской Федерации
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

Утверждено Редакционно-издательским советом
университета в качестве учебного пособия

НОВОСИБИРСК
2018

УДК 621.311.2-52:621.316(075.8)
В 92

Коллектив авторов:

*М.А. Купарев, В.И. Ключенович,
И.И. Литвинов, В.К. Терехов*

Рецензенты:

канд. техн. наук, доцент *О.В. Танфильев*,
канд. техн. наук, доцент *С.В. Родыгина*

Работа подготовлена на кафедре электрических станций
для студентов ФЭН, обучающихся по направлению 13.03.02
«Электроэнергетика и электротехника»

В 92 **Выбор электрооборудования и разработка главной
схемы тепловой электрической станции: учебное пособие /**
М.А. Купарев, В.И. Ключенович, И.И. Литвинов, В.К. Терехов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2018. – 164 с.

ISBN 978-5-7782-3511-3

Изложены вопросы выбора генераторов, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов тока и напряжения, линий нагрузки и связи с энергосистемой, сборных шин и ошинок при проектировании тепловых электростанций. Большое внимание уделяется особенностям конструкции и режимам работы автотрансформаторов. Приведены примеры фрагментов принципиальных схем электрических соединений, даны указания по составлению на их основе полной главной схемы электрической станции. Адресовано студентам ФЭН, обучающимся по направлению 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника.

УДК 621.311.2-52:621.316(075.8)

ISBN 978-5-7782-3511-3

© Коллектив авторов, 2018
© Новосибирский государственный
технический университет, 2018

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время идет развитие нетрадиционных источников электрической энергии, таких как ветровые электрические станции, солнечные батареи и пр. Однако их суммарная доля в выработке электрической мощности в Российской Федерации ничтожна по сравнению с традиционными мощными электростанциями. Большинство из них были построены в годы СССР. В настоящее время строительство новых традиционных электростанций продолжается, хотя и меньшими темпами, а также производится реконструкция многих старых электростанций. Это значит, что традиционные электрические станции являются главными элементами единой энергосистемы страны. Как и во всех отраслях современного производства, идет техническое совершенствование электрооборудования электростанций и подстанций, изменяются требования нормативных документов к их проектированию, строительству и эксплуатации. Поэтому «Электрическая часть электрических станций и подстанций» – одна из базовых дисциплин при подготовке бакалавров электроэнергетического профиля.

Большая часть (68,1 %) электрической энергии в России вырабатывается на тепловых электрических станциях (ТЭС). Доля гидроэлектростанций (ГЭС) и атомных электростанций (АЭС) значительно меньше – 20,6 и 11,3 % соответственно. Структура электрической части ГЭС и АЭС мало чем отличается от структуры конденсационных электростанций (КЭС), относящихся к классу ТЭС. Среди ТЭС по структуре электрической части существенно выделяются теплоэлектростанции (ТЭЦ). Поэтому в рамках дисциплины «Электрическая часть электрических станций и подстанций» основное внимание уделяется тепловым электростанциям. Курсовая работа, предусмотренная учебным планом, также будет посвящена выбору электрооборудования и разработке главной схемы именно тепловой электростанции.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ав. пер	– аварийная перегрузка
ав. рез	– аварийный резерв
АТ	– автотрансформатор
АТБ	– автотрансформатор блока (блочный автотрансформатор)
АТС	– автотрансформатор связи
АЭС	– атомная электростанция
бл. св.	– блочная связь
ВЛ	– воздушная линия
ВН	– высшее напряжение
ГАЭС	– гидроаккумулирующая электростанция
ГРУ	– генераторное распределительное устройство
ГРЭС	– государственная районная электростанция
ГТУ	– газотурбинная установка
ГЭС	– гидроэлектростанция
доп	– допустимый
КЗ	– короткое замыкание
КЛ	– кабельная линия
КЭС	– конденсационная электростанция
ЛЭП	– линия электропередачи
м.н.	– местная нагрузка
НН	– низшее напряжение
ном	– номинальный
ОПН	– ограничитель перенапряжений нелинейный
пав	– послеаварийный
ПС	– подстанция
ПУЭ	– правила устройства электроустановок
рем	– ремонтный
РЗ	– релейная защита
РПН	– регулирование под нагрузкой
РТСН	– рабочий трансформатор собственных нужд

РУ – распределительное устройство
РУВН – распределительное устройство высшего напряжения
РУНН – распределительное устройство низшего напряжения
РУСН – распределительное устройство среднего напряжения
СН – среднее напряжение
с.н. – собственные нужды
СП ТЭС – свод правил по проектированию тепловых электростанций
ТС – трансформатор связи
ТСН – трансформатор собственных нужд
ТЭС – тепловая электростанция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
утж – утяжеленный

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

1.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Энергоустановка – комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии.

Электроустановка – энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, распределения, потребления электрической энергии согласно ГОСТ 19431 [1]. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [2] *электроустановками* называется совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии.

Электрическая станция – предприятие или энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла.

Электрическая подстанция – электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электроэнергий.

Энергосистема – совокупность параллельно работающих электростанций, электрических и тепловых сетей, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электроэнергии и теплоты при общем управлении этим режимом.

Нейтраль электроустановки – общая точка трехфазных обмоток статоров генераторов или трансформаторов (автотрансформаторов), соединенных в звезду.

1.2. КЛАССЫ НАПРЯЖЕНИЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И РЕЖИМЫ РАБОТЫ НЕЙТРАЛЕЙ

В Российской Федерации согласно ПУЭ [2] по условиям электробезопасности электроустановки переменного тока разделяются на электроустановки до 1 кВ и электроустановки выше 1 кВ (по действующему междуфазному значению напряжения).

Согласно ГОСТ 23366-78 в России действует ряд номинальных (действующих междуфазных) значений напряжений трехфазных электроустановок переменного тока частотой 50 Гц: 12, 24, 36, 42, 127, 220, 380, 660 В – низковольтные электроустановки; 3; 6 (6,3; 6,6); 10 (10,5; 11); 13,8; 15,75; 18; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150 кВ – высоковольтные электроустановки. Высоковольтные электроустановки можно разделить на классы:

- электроустановки среднего напряжения 1-35 кВ,
- электроустановки высокого напряжения 110-220 кВ,
- электроустановки сверхвысокого напряжения 330-750 кВ,
- электроустановки ультравысокого напряжения 1150 кВ.

Напряжения 6-10 кВ служат для распределительных сетей в городах, сельской местности и на промышленных предприятиях; преимущественное распространение получили сети 10 кВ, сети напряжением 6 кВ применяются при наличии на предприятиях значительной нагрузки электродвигателей номинальным напряжением 6 кВ. Потребители этих сетей расположены в пределах 30 км от источника питания. Наибольшая передаваемая нагрузка по одной цепи в таких сетях соответствует мощности до 5 МВт.

Напряжение 35 кВ используется для создания центров питания сетей 6 и 10 кВ, главным образом в сельской местности. С ростом плотности нагрузок намечается тенденция к ограничению развития сетей 35 кВ и замене их сетями 110 кВ. Наибольшая длина передачи для сетей 35 кВ составляет от 30 до 60 км, диапазон передаваемых мощностей – от 5 до 15 МВт.

В России со времен СССР получили распространение две системы напряжений электрических сетей (сети 110 кВ и выше): 110; 220; 500 и 110 (150); 330; 750 кВ. Первая система применяется в большинстве объединенных энергосистем (ОЭС), вторая нашла применение только в ОЭС Юга и Северо-Запада. В табл. 1 приведены пропускная способность и экономическая дальность передачи линий 110-1150 кВ с учетом наиболее часто применяемых сечений проводников. Из приведен-

ных в таблице данных видно, что передаваемая мощность близка к натуральной мощности, так как в этом случае потери мощности и напряжения в ЛЭП минимальны.

Таблица 1

Пропускная способность и дальность передачи линий

Напряже- ние линии, кВ	Сечение провода, мм ²	Натураль- ная мощ- ность, МВт	Наибольшая пе- редаваемая мощ- ность на одну цепь, МВт	Наибольшая длина передачи, км
110	70...240	30	25...50	50...150
220	240...400	135	100...200	150...250
330	2×240...2×400	360	300...400	200...300
400	3×300...3×400	500	500...700	600...1000
500	3×300...3×500	900	700...900	800...1200
750	5×300...2×400	2100	1800...2200	1200...2000
1150	8×300...8×500	5200	4000...6000	2500...3000

ПУЭ и ГОСТы на силовые трансформаторы устанавливают разный режим работы нейтралей.

1. Электроустановки с номинальным напряжением до 1 кВ, питающиеся от понижающих трансформаторов, присоединенных к сетям напряжением выше 1 кВ, выполняются с **глухим заземлением нейтрали**.

2. Электроустановки с номинальным напряжением до 1 кВ, питающиеся от автономного источника или разделительного трансформатора (по условию обеспечения максимальной электробезопасности при замыканиях на землю), выполняются с **незаземленной (изолированной) нейтралью**.

3. Электроустановки с номинальным напряжением 1-35 кВ выполняются с **изолированной нейтралью**. В таких электроустановках возможно заземление нейтрали через резистор или дугогасящий реактор в зависимости от значения тока замыкания на землю. При наиболее вероятном виде повреждения в таких сетях – однофазном замыкании на землю – фазное напряжение в поврежденной фазе уменьшается до нуля, а напряжения относительно земли в неповрежденных фазах возрастают до линейного значения. Аварийная составляющая тока однофазного замыкания на землю оказывается мала – намного меньше тока нагрузочного режима. Такой режим, таким образом, не приводит к нарушению

питания потребителей, так как потребители включаются на линейные напряжения, а малые значения аварийных токов допускают продолжительную (не более 2 ч) работу сети, за время которой повреждение должно быть устранено, а потребители переведены на резервный источник питания на время ремонта (см. также [15]). Однако в связи с возможным повышением фазного напряжения в аварийном режиме уровень изоляции относительно земли таких сетей должен быть рассчитан на длительную работу под линейным напряжением. Выполнение этого требования при повышенном номинальном напряжении источника может привести к значительным экономическим издержкам, связанным с усилением изоляции, поэтому в сетях высших классов напряжения практикуется полное или частичное заземление нейтралей.

4. Электроустановки с номинальным напряжением 110 кВ и выше выполняются с **эффективным заземлением нейтрали** (нейтраль заземляется непосредственно или через небольшое сопротивление). При этом возможно разземление как всех, так и части нейтралей. Количество разземленных нейтралей определяется главным образом значением напряжения на «здоровых» фазах при возникновении аварийного режима – замыкании одной из фаз на землю. Как было сказано ранее, в сетях с изолированной нейтралью замыкание фазы на землю приводит к возникновению малого аварийного тока и повышению напряжения на «здоровых» фазах. При заземлении нейтрали замыкание фазы на землю является коротким замыканием, сопровождающимся значительным током, в разы превосходящим ток нормального режима. Напряжение в поврежденной фазе, как и в предыдущем случае, падает до нуля, напряжение же неповрежденных фаз может в зависимости от эквивалентного сопротивления контура «фаза-земля» оказаться как больше (при большом сопротивлении), так и меньше (при малом сопротивлении) своего номинального значения. В сетях с эффективно заземленной нейтралью стремятся заземлить такое количество нейтралей, чтобы, с одной стороны, не допустить значительного повышения напряжения на неповрежденных фазах (что потребовало бы усиления изоляции), с другой – чтобы по возможности ограничить значение аварийного тока, вызванного замыканием на землю. Расчеты показывают, что с учетом реальных значений сопротивлений при однофазном коротком замыкании напряжения на неповрежденных фазах при глухом заземлении всех нейтралей повышаются до $0,8U_{\text{ном}}$. При изолированной нейтрали максимально возможное значение напряжения на неповрежденных фазах в установившемся режиме достигает $1,1U_{\text{ном}}$. В связи с

этим в сетях с изолированной нейтралью для защиты электроустановок от перенапряжений применяют так называемые 110 %-е разрядники (или ограничители перенапряжения – ОПН), а в сетях с эффективно заземленной нейтралью применяют 80 %-е разрядники ОПН. В указанных разрядниках (ОПН) гашение дуги осуществляется соответственно при $1,1U_{\text{ном}}$ и $0,8U_{\text{ном}}$, выше этих значений напряжение на защищаемой электроустановке не поднимается. Поскольку изоляция оборудования скоординирована с характеристиками разрядников, то применение 80 %-х разрядников позволяет снизить уровень изоляции, что является одним из основных преимуществ работы с заземленной нейтралью. Важно также снижение коммутационных перенапряжений при эффективном заземлении, а также то, что длительность воздействия перенапряжений невелика: возникающие повреждения быстро устраняются специальными защитами, реагирующими на значительное повышение тока в поврежденной фазе. Все вместе взятое позволяет существенно снизить требования к изоляции и дает существенный экономический эффект, в связи с чем сети с таким видом рабочего заземления и получили название «эффективно заземленные».

В целом все электрические сети напряжением 110 кВ и выше можно считать сетями с эффективно заземленной нейтралью. Вместе с тем их следует разграничить. В сетях 110-220 кВ допускается разземлять лишь часть нейтралей трансформаторов, причем на напряжении 220 кВ допускается разземление нейтралей только у повышающих трансформаторов. При этом необходимо следить за тем, чтобы возросшее напряжение на неповрежденных фазах в этом режиме не приводило к срабатыванию 80 %-х разрядников ОПН. Разземление нейтралей в сетях 330 кВ и выше требует значительного усиления изоляции разземленных нейтралей и установки дорогостоящих ограничителей перенапряжения для их защиты, а потому на практике не допускается. По тем же причинам не допускается работа **любых автотрансформаторов** с изолированной нейтралью, однако вопросы перенапряжений в автотрансформаторах здесь подробно не рассматриваются. Рост тока при коротком замыкании на землю при этом является меньшей проблемой.

В связи с изложенным сети 110-220 кВ считаются сетями с эффективно-заземленной нейтралью, т. е. подразумевается возможность разземления части нейтралей, а сети 330 кВ и выше – это сети с глухим заземлением нейтрали, где разземление не допускается.

1.3. ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

По особенностям основного технологического процесса преобразования энергии и виду используемого энергетического ресурса электростанции подразделяют на тепловые (ТЭС), атомные (АЭС), гидроэлектростанции (ГЭС), гидроаккумулирующие (ГАЭС), газотурбинные (ГТУ) и др.

На тепловых электростанциях технологический процесс выработки электроэнергии основывается на сжигании органического топлива: каменного или бурого угля, газа, нефти, мазута. Химическая энергия, запасенная в топливе, за счет реакции окисления (горения) преобразуется в тепловую энергию. Затем тепловая энергия нагревает воду и превращает ее в пар с высокими параметрами по температуре и давлению. Далее пар, попадая на лопатки турбины, вращает ее вместе с ротором турбогенератора, т. е. тепловая энергия преобразуется в механическую энергию вращения. Затем в генераторе за счет явления электромагнитной индукции энергия вращения преобразуется в электрическую.

Самыми мощными тепловыми электростанциями являются конденсационные (КЭС). Другое название электростанций этого типа – ГРЭС – государственная районная электростанция, т. е. электростанция государственного значения, способная обеспечить электроэнергией большой район страны. В некоторых источниках встречается не совсем корректная расшифровка аббревиатуры ГРЭС – «гидрорециркуляционная электростанция», так как «гидро» – это вода, «рециркуляционная» – восстанавливаемая и бегающая по кругу. В некоторой степени это описывает основной технологический принцип любой конденсационной электростанции, в том числе и атомной. Ядерная или химическая реакция используются для нагрева воды, которая превращается в пар, после использования пара для вращения турбины он конденсируется, снова становится водой и возвращается в нагревательную систему. Однако ни в каких официальных нормативных документах и учебниках ведущих специалистов по дисциплинам электроэнергетики название «гидрорециркуляционная» не упоминается. Кроме того, в области электростанций общепринятый смысл слова «гидро» – это энергоисточник, и он прежде всего связан только с гидравлическими электростанциями, но никак не с тепловыми.

КЭС чаще всего строятся вблизи мест добычи топлива и реже вблизи мощного потребителя электроэнергии, например, алюминиевого комбината. Такое географическое положение объясняется экономии-

ческими соображениями: экономичнее уже готовую электроэнергию по линиям электропередачи транспортировать потребителю на большие расстояния, чем уголь в большом количестве перевозить железнодорожным транспортом. Отсюда следует, что КЭС географически удалена от потребителей, а значит, выдает мощность на высоких напряжениях (110 кВ и выше).

КЭС имеет блочную структуру. Под энергетическим блоком понимается отдельная электростанция, состоящая из котла, турбины, генератора и повышающего трансформатора. Иногда в блок может входить еще линия электропередачи высокого напряжения. Под электрическим блоком обычно понимают генератор, повышающий трансформатор и в некоторых случаях линию электропередачи. Достоинства блочной структуры заключаются в отсутствии поперечных связей на генераторном напряжении, что снижает токи коротких замыканий (КЗ) и повышает надежность работы электростанции в целом. Поперечные связи на КЭС имеются только на повышенном напряжении.

Второй тип тепловых электростанций – теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Они предназначены для централизованного снабжения промышленных предприятий и бытовых потребителей электроэнергией и теплом. ТЭЦ отличается от КЭС использованием тепла отработавшего в турбинах пара для нужд промышленного производства, а также для отопления и горячего водоснабжения. При такой комбинированной выработке электроэнергии и тепла достигается значительная экономия топлива по сравнению с раздельным энергоснабжением. Тепловую энергию невозможно передавать на большие расстояния, превышающие 6...10 км. Поэтому ТЭЦ строятся вблизи потребителей тепловой и электрической энергии, а значит, электроэнергию выдают на напряжении распределительных сетей 10 кВ. На такое номинальное напряжение рассчитаны и их генераторы. Поэтому местные потребители подключаются прямо к шинам генераторного напряжения, т. е. на ТЭЦ имеются поперечные связи на генераторном напряжении – генераторное распределительное устройство (ГРУ). Это является главной отличительной чертой ТЭЦ и ее недостатком.

Для ТЭЦ характерным как правило, является ее относительно небольшая мощность. Это связано с тем, что в радиусе 6...10 км распределить мощность, превышающую 300 МВт, практически невозможно. Поэтому генераторы, работающие на ГРУ, имеют мощность не выше 63 МВт, и лишь в исключительных случаях 110 МВт. Генераторы мощностью 110 МВт и выше непосредственно к ГРУ не подключаются

по двум причинам. Во-первых, из-за больших токов КЗ, на которые не рассчитаны выключатели. Во-вторых, генераторы большой мощности имеют номинальное напряжение выше 10 кВ, что не соответствует напряжению распределительных сетей. Количество генераторов на ГРУ обычно не превышает четырех. Если на ТЭЦ установлено больше четырех генераторов, то остальные подключаются по схеме блоков генератор – повышающий трансформатор к РУ повышенного напряжения и работают для электроснабжения удаленных потребителей или на энергосистему. Если на ТЭЦ имеется ГРУ и часть генераторов, работающих в блоках на повышенных напряжениях, то она считается ТЭЦ смешанного типа.

Местные потребители на ТЭЦ могут подключаться не только к шинам ГРУ, но и по схемам отпаяк к блокам, подобно собственным нуждам электростанций. Это так называемые блочные ТЭЦ. Целесообразность сооружения ГРУ на ТЭЦ определяется долей мощности местной нагрузки по отношению к мощности ее снабжающих генераторов. ГРУ целесообразно строить на ТЭЦ, если доля мощности местной нагрузки не менее 30 %. Если же доля мощности менее 30 %, то целесообразнее построить блочную ТЭЦ.

В самых исключительных случаях к блочным ТЭЦ (например, Новосибирская ТЭЦ-5) может быть не подключено ни одного местного электропотребителя. Такая электростанция полностью работает только на энергосистему на высоких напряжениях и в электрической части ничем не отличается от ГРЭС.

На атомных электростанциях технологический процесс почти такой же, как на тепловых. По существу, АЭС являются тепловыми электростанциями. Отличие заключается лишь в том, что на АЭС не сжигается органическое топливо, а используется тепловая энергия ядерных реакций. Ввиду высокой опасности аварийных ситуаций, вызванных ядерными реакциями, АЭС располагаются вдали от больших населенных пунктов. АЭС выгодно оснащать энергоблоками большой мощности, поэтому по своим технико-экономическим показателям они не уступают ГРЭС, а в ряде случаев превосходят их. В итоге получается, что АЭС – это электростанция большой мощности, удаленная от потребителей. Это значит, что структура АЭС такая же, как у ГРЭС: блочного типа, выдает мощность на высоких напряжениях.

На гидроэлектростанциях для вращения турбины и ротора гидрогенератора используется энергия падающей воды, для чего сооружается водохранилище на реках. Гидроаккумулирующие электростанции

имеют два водохранилища (в верхнем и нижнем бьефе) и обратимые гидроагрегаты. В периоды максимума нагрузки ГАЭС срабатывает вода из верхнего водохранилища и вырабатывает электроэнергию, а в периоды минимума нагрузки потребляет электроэнергию из энергосистемы и закачивает воду из нижнего бассейна в верхний. Коэффициент полезного действия ГАЭС, естественно, меньше единицы, но смысл этой электростанции в том, что она в периоды максимума нагрузки вырабатывает более дорогую электроэнергию, а в периоды минимума нагрузки потребляет дешевую электроэнергию и за счет этого окупается.

ГЭС и ГАЭС сооружаются в тех местах, где возможно построить плотину и водохранилище, т. е. это, как правило, вдали от потребителей. Это означает, что выдача электроэнергии производится так же, как и на ГРЭС на высоких напряжениях, а структура станции блочная. Одно из главных отличий гидравлических станций от тепловых и атомных заключается в следующем. Каждая плотина и каждое водохранилище являются уникальными объектами, под которые должны подстраиваться гидравлические турбины и гидрогенераторы, т. е. в отличие от паровых турбин и турбогенераторов гидравлические турбины и гидрогенераторы не могут иметь стандартного ряда номинальных мощностей. Для каждой ГЭС турбины и генераторы проектируются специально.

В итоге получается, что структура КЭС, АЭС и ГЭС одинакова. Значительные отличия имеются только у ТЭЦ. Поэтому в настоящем учебном пособии и в рабочей программе дисциплины делается главный упор именно на тепловые электростанции.

В табл. 2 приведен краткий список крупнейших электростанций России.

Т а б л и ц а 2

Крупнейшие электростанции Российской Федерации

№ п/п	Электростанция	Установленная мощность, МВт
<i>Тепловые электростанции</i>		
1	Сургутская ГРЭС-2	4800
2	Рефтинская ГРЭС	3800
3	Костромская ГРЭС	3600
4	Сургутская ГРЭС-1	3324
5	Рязанская ГРЭС	2800

Окончание табл. 2

№ п/п	Электростанция	Установленная мощность, МВт
6	Троицкая ГРЭС	2455
7	Ставропольская ГРЭС	2400
8	Заинская ГРЭС	2400
9	Конаковская ГРЭС	2400
10	Новочеркасская ГРЭС	2400
<i>Гидравлические электростанции</i>		
1	Саяно-Шушенская ГЭС	6400
2	Красноярская ГЭС	6000
3	Братская ГЭС	4500
4	Усть-Илимская ГЭС	3840
5	Волжская ГЭС им. XX съезда КПСС	2541
6	Волжская ГЭС им. Ленина	2300
7	Чебоксарская ГЭС	1370
8	Саратовская ГЭС	1360
9	Зейская ГЭС	1330
10	Нижнекамская ГЭС	1205
<i>Атомные электростанции</i>		
1	Балаковская АЭС	4000
2	Ленинградская АЭС	4000
3	Курская АЭС	4000
4	Смоленская АЭС	3000
5	Калининская АЭС	2000
6	Новovorонежская АЭС	1834

2. СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ ТЭС

2.1. СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ КЭС

Схему трансформаторных соединений между генераторами и РУ основных напряжений называют структурной электрической схемой. При проектировании структурной схемы КЭС определяются, кроме того, вид исполнения блоков генератор-трансформатор. В большинстве случаев выбор структурной схемы базируется на технико-экономическом сопоставлении вариантов. В учебных целях выбор структурной схемы выполняется упрощенно в следующей последовательности:

- составляют ряд технически возможных вариантов схем (не менее двух вариантов);
- для каждого варианта выбирают трансформаторы и автотрансформаторы (АТ);
- на основании анализа результатов расчета, технической целесообразности схем, минимальных перетоков мощности через (авто)трансформаторы связи, а также консультаций с руководителем выбирается наилучшее решение.

При составлении структурной схемы обычно учитывают лишь выключатели (ячейки) трансформаторных связей, условно принимая один выключатель на присоединение и намечая их типы по номинальным напряжениям и максимальным рабочим токам.

Как уже указывалось, структурные схемы КЭС строятся по блочному принципу. Варианты выполнения блоков приведены на рис. 1. Следует отметить, что Свод правил по проектированию ТЭС [см. 10, пп. 9.1.8 и 9.1.18] рекомендует осуществлять присоединение генератора к распределительному устройству (РУ) повышенного напряжения через отдельный трансформатор с выключателем на стороне генераторного напряжения, т. е. по варианту, указанному на рис. 1, б. В исключительных случаях при наличии технико-экономического обоснования разрешается попарное присоединение трансформаторов двух

блоков на стороне повышенного напряжения либо присоединение двух генераторов к одному трансформатору. Это так называемые укрупненные блоки, показанные на рис. 1, ж, з, и дубль-блок, изображенный на рис. 1, и. Строительство таких блоков допускается в том случае, если мощность одного блока в целом не превышает мощности аварийного резерва энергосистемы: $P_{ав.рез} \geq 2P_{Г ном}$.

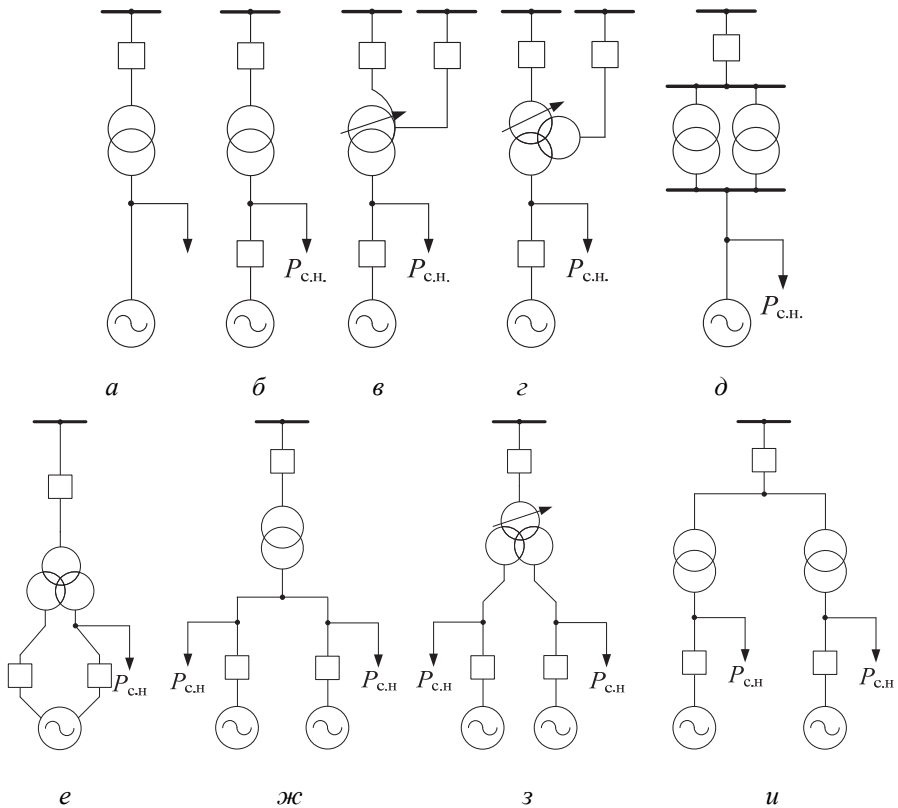


Рис. 1. Варианты блочных схем:

a – блок без генераторного выключателя; *б* – блок с генераторным выключателем; *в* – блочный автотрансформатор связи; *г* – блочный трехобмоточный трансформатор; *д* – блок с двумя трансформаторами; *е* – блок с генератором 1200 МВт; *ж* – укрупненный блок; *з* – укрупненный блок с трансформатором с расщепленной обмоткой НН; *и* – дубль-блок

На КЭС с двумя повышенными напряжениями, когда сети обоих напряжений эффективно-заземленные, обычно применяют два варианта построения структурной схемы:

1) с отдельными автотрансформаторами связи (АТС), обеспечивающими связь РУ высшего напряжения (РУВН) и РУ среднего напряжения (РУСН);

2) с использованием для одного или двух генераторов блочных повышающих автотрансформаторов (АТБ); к обмотке низшего напряжения (НН) этих АТ подключаются генераторы, при этом такие АТ одновременно обеспечивают связь между РУ двух повышенных напряжений.

Примеры структурных схем КЭС показаны на рис. 2. Варианты включения АТБ представлены на рис. 3.

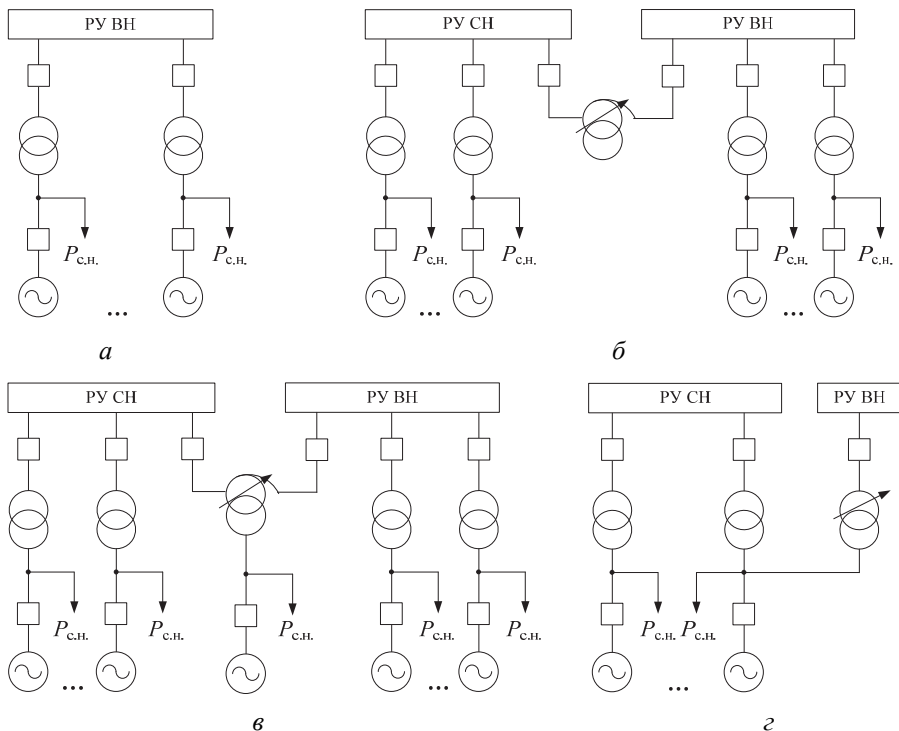


Рис. 2. Варианты структурных схем КЭС:

а – схема с одним повышенным напряжением; б – схема с двумя повышенными напряжениями и АТС; в – схема с двумя повышенными напряжениями и АТБ; г – схема с двумя повышенными напряжениями в случае выдачи мощности генератором на оба РУ

Варианты структурных схем станций типа КЭС могут отличаться друг от друга числом блоков, работающих на то или иное РУ, выполнением блоков (см. рис. 1), а также исполнением связи между РУ (наличие или отсутствие генераторов, подключенных к обмоткам НН АТ).

Число АТ связи РУ повышенных напряжений принимается, как правило, равное двум, иное количество АТ, вплоть до отказа от их применения на станции, требует технико-экономического обоснования [10, п. 9.1.3]. Блочные двухобмоточные трансформаторы выполняются без устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), так как напряжение на стороне высшего напряжения (ВН) поддерживается на требуемом уровне путем регулирования тока возбуждения генератора. Во всех остальных случаях наличие РПН обязательно.

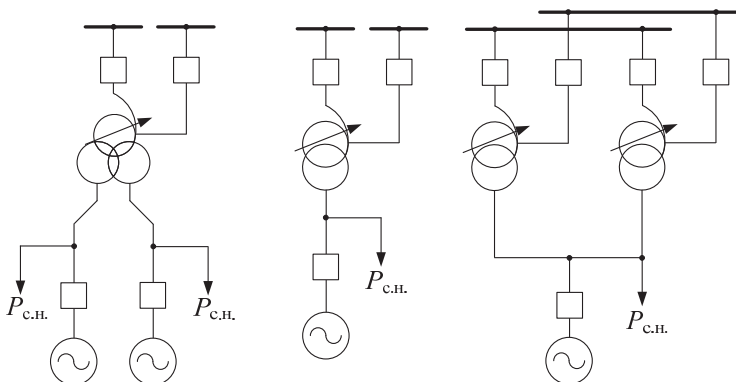


Рис. 3. Варианты включения АТБ:

- a* – подключение двух генераторов к расщепленной обмотке НН АТ; *б* – подключение генератора к стороне НН АТ; *в* – подключение генератора к двум обмоткам НН разных АТ

К каждому распределительному устройству повышенного напряжения может быть подключено несколько линий электропередачи для питания удаленной нагрузки, а также несколько линий для связи с энергосистемой. Число генераторов, работающих на РУСН или РУВН, желательно выбирать таким, чтобы их суммарная мощность превышала максимальную мощность потребителей, подключенных к этому же РУ:

$$m \approx \frac{S_{\text{нагр max}}}{|\dot{S}_{\text{ном Г}} - \dot{S}_{\text{с.н.}}|}, \quad (2)$$

где m – число однотипных генераторов, подключенных к РУ (округляется до большего целого числа при дробном значении); $S_{\text{ном Г}}$ – номинальная мощность генератора, работающего на РУ; $S_{\text{с.н.}}$ – мощность собственных нужд блока; $S_{\text{нагр max}}$ – суммарная максимальная мощность всех потребителей на РУ в зимний период.

В случае применения АТБ желательно, чтобы в РУСН имел место некоторый избыток генерирующей мощности, т. е., чтобы было установлено $m + 1$ генераторов. Это обусловлено тем, что повышающий АТ по условию загрузки общей обмотки (при номинальной нагрузке обмотки НН) допускает передачу дополнительной мощности только со стороны СН на сторону ВН, но не в обратном направлении. Кроме того, в режиме передачи мощности со сторон НН и СН в сторону ВН ток в общей обмотке уменьшается, следовательно, уменьшаются потери электроэнергии, о чём подробнее будет сказано далее.

2.2. СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ ТЭЦ

Схема ТЭЦ зависит от единичной и суммарной мощности агрегатов и от соотношения суммарной генераторной мощности и минимальной мощности местной нагрузки. Существенную роль играет то обстоятельство, что современные ТЭЦ сооружаются вне черты города или промышленного объекта.

Если мощность местной нагрузки относительно велика (не менее 30...50 % суммарной мощности генераторов ТЭЦ, номинальное напряжение которых совпадает с номинальным напряжением распределительной сети), то в этом случае целесообразно сооружение РУ генераторного напряжения (ГРУ) 6-10 кВ, к которому подключаются генераторы и кабельные линии сети местной нагрузки (рис. 4, а). Такая структурная схема характерна для малоагрегатных ТЭЦ с единичной мощностью генераторов 32...63 МВт, которые обычно питают местную нагрузку в радиусе 5...10 км.

При наличии местной нагрузки не только на генераторном, но и на повышенном напряжении (35 или 110 кВ) структурная схема может быть выполнена по схеме, изображенной на рис. 4, б, с трехобмоточными АТ ($U_c = 110$ кВ) или трансформаторами ($U_c = 35$ кВ), или по варианту, представленному на рис. 4, в, с двухобмоточными трансформаторами. Вариант по схеме, изображенной на рис. 4, б, рекомендуется

в случае значительной нагрузки на среднем напряжении – не менее 15 % от общей нагрузки трансформатора, в противном случае рекомендуется питать потребителей среднего напряжения от отдельных трансформаторов по схеме, изображенной на рис. 4, в. Целесообразность такого решения объясняется тем, что современные трехобмоточные трансформаторы выполняются с одинаковой мощностью всех обмоток, поэтому применение трехобмоточных трансформаторов при значительно отличающейся по мощности нагрузке на разных напряжениях приводит к недоиспользованию их нагрузочной способности и излишним материальным затратам.

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

Современные мощные ТЭЦ с агрегатами 100...250 МВт, которые сооружают для тепло- и электроснабжения больших городов и крупных промышленных предприятий, оказываются удаленными от основных электрических нагрузок, занимающих большие территории. Лишь небольшая часть нагрузки расположена в непосредственной близости от станции.

Питание близлежащих потребителей может осуществляться ответвлением нескольких блоков через реактор или трансформатор (рис. 4, з), ответвление выполняют между генераторным выключателем и блочным трансформатором. Это повышает надежность электроснабжения местных потребителей, так как при наиболее вероятных повреждениях в технологической части блока отключается генераторный выключатель, а питание местной нагрузки сохраняется через блочный трансформатор.

Возможно также присоединение двух генераторов с номинальной мощностью по 110 МВт к ГРУ 10 кВ (рис. 4, д). Подключение на параллельную работу большего числа таких мощных генераторов нецелесообразно вследствие значительного роста токов КЗ в сети генераторного напряжения, что приводит к затруднению при выборе электрооборудования, обладающего необходимой устойчивостью к воздействию токов аварийного режима.

Следует еще учитывать, что номинальное напряжение мощных генераторов равно 15,75-20 кВ, что выше напряжений распределитель-

ных кабельных сетей 6-10 кВ, принятых в настоящее время, поэтому для питания потребителей 6-10 кВ от таких генераторов необходима установка понижающих трансформаторов (рис. 5).

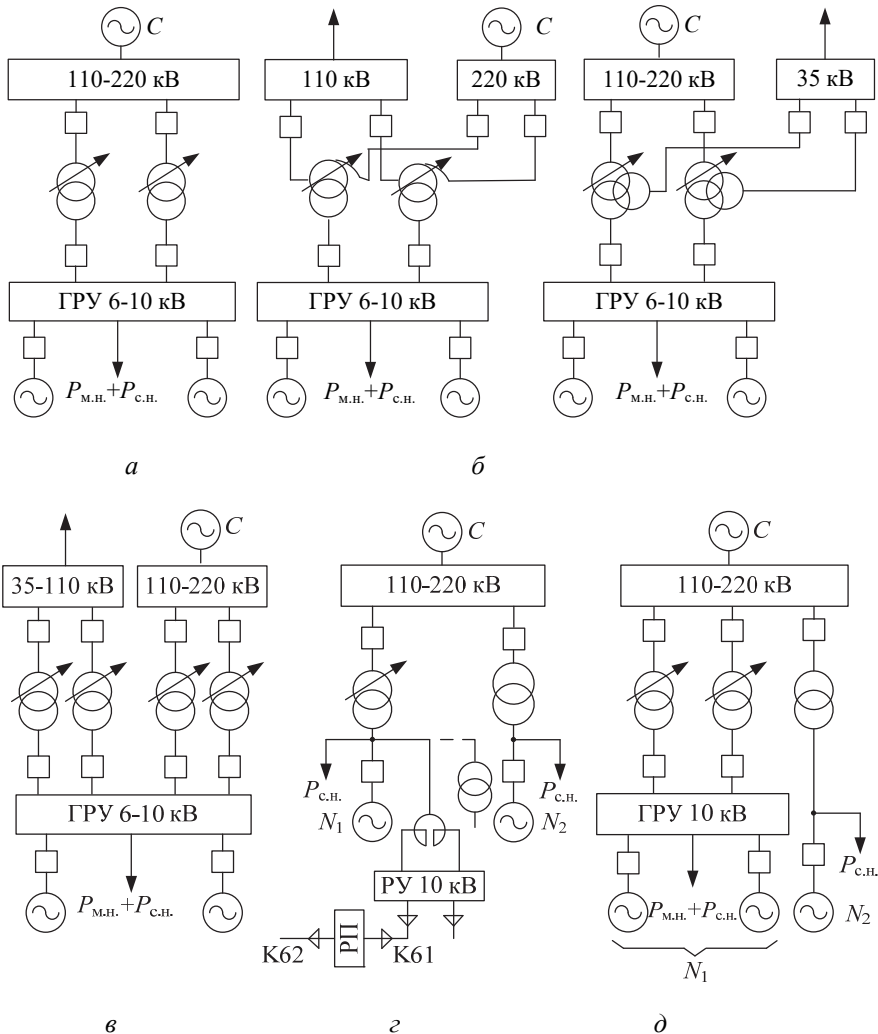


Рис. 4. Структурные схемы ТЭЦ неблочного (а, б, в), блочного (г) и смешанного (д) вида

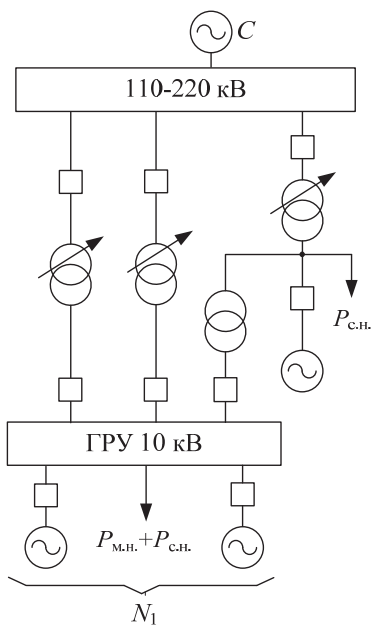


Рис. 5. Структурная схема ТЭЦ в случае подключения к ГРУ генераторов с разным номинальным напряжением

Окончательный выбор варианта структурной схемы осуществляется также на основе технико-экономического анализа и согласования с руководителем проекта.

Как и в случае с КЭС, желательно, чтобы суммарная мощность генераторов, работающих на ГРУ, превышала суммарную максимальную мощность потребителей:

$$m \approx \frac{S_{\text{нагр max}}}{|\dot{S}_{\text{ном Г}} - \dot{S}_{\text{с.н.}}|}, \quad (3)$$

где m – число однотипных генераторов, подключенных к ГРУ (округляется до большего целого числа при дробном значении); $S_{\text{ном Г}}$ – номинальная мощность генератора, работающего на ГРУ; $S_{\text{с.н.}}$ – мощность собственных нужд генератора; $S_{\text{нагр max}}$ – суммарная максимальная мощность всех потребителей на ГРУ в зимний период.

3. ВЫБОР ГЕНЕРАТОРОВ

Основные параметры турбогенераторов (их число и мощность) указываются в техническом задании. Одним из критериев по выбору номинальной мощности генераторов, устанавливаемых на электростанциях любого типа, является аварийный резерв активной мощности в энергосистеме. Не допускается устанавливать на электростанциях генераторы, мощность которых превышает мощность аварийного резерва.

Выбор генераторов сводится фактически только к выбору их типа. При выборе турбогенераторов предпочтение отдается генераторам с жидкостным или воздушным охлаждением [10, п. 9.1.14]. В настоящее время разработаны и выпускаются пожаро- и взрывобезопасные (безводородные) генераторы с форсированным воздушным охлаждением и генераторы с полным водяным охлаждением.

При мощности генераторов до 220 МВт включительно следует отдавать предпочтение генераторам с форсированным воздушным охлаждением типа ТФ. Турбогенераторы с полным водяным охлаждением «три воды» типа ТЗВ выпускаются в диапазоне мощностей от 110 до 800 МВт. Поэтому при мощности 110; 160; 220 МВт могут быть выбраны как те, так и другие генераторы. Как исключение можно принять генераторы единой унифицированной серии ТВФ-63-2Е, ТВФ-110-2Е, ТВВ-160; 220; 320; 500; 800-2Е, имеющие водородное охлаждение.

Основные параметры генераторов с воздушным и полным водяным охлаждением соответствуют генераторам с водородным охлаждением. Поэтому недостающие не указанные в каталогах параметры, например x_d'' , могут быть приняты такими же, что и у турбогенераторов единой серии.

4. ВЫБОР СИЛОВЫХ (АВТО)ТРАНСФОРМАТОРОВ

4.1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА СИЛОВЫХ (АВТО)ТРАНСФОРМАТОРОВ

Выбор (авто)трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Рекомендуется применять трехфазные трансформаторы. Группы из трех однофазных трансформаторов применяют, как правило, только для АТ с высшим напряжением 330 кВ и выше.

При установке в блоках с генераторами повышающих трехфазных трансформаторов предусматривается резервный неприсоединенный трехфазный трансформатор – один на шесть и более однотипных рабочих трансформаторов [10, п. 9.1.6].

Для группы из однофазных трансформаторов, устанавливаемых в блоке с генератором, предусматривается резервная фаза, которая заказывается с первым блоком.

При установке одной группы однофазных АТ для связи РУ повышенных напряжений должна одновременно устанавливаться резервная фаза. При двух группах однофазных АТ резервная фаза с первой группой, как правило, не устанавливается, однако необходимо предусматривать опережающую установку фазы от второй группы на период работы только первой группы. Присоединение резервной фазы должно осуществляться путем перекачки ее на место заменяемой фазы.

Все трехобмоточные трансформаторы и АТ, а также двухобмоточные трансформаторы (кроме включенных в блоке с генераторами без местной нагрузки) должны иметь встроенные устройства РПН.

Как указывалось ранее, для каждого сочетания напряжений устанавливается, как правило, по два (авто)трансформатора связи. Решение об установке иного количества (авто)трансформаторов или полный отказ от их установки требует технико-экономического обоснования,

что не предусмотрено программой в рамках учебных целей, поэтому, если нет отдельных указаний преподавателя, к установке принимаются два (авто)трансформатора связи одинаковой мощности.

В общем случае выбор номинальной мощности (авто)трансформаторов $S_{\text{ном}}$ производят с учетом их нагрузочной способности:

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} K_{\text{п}}, \quad (4)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная нагрузка на силовой (авто)трансформатор; $K_{\text{п}}$ – допустимый коэффициент перегрузки.

Расчетные режимы, в соответствии с которыми выбирается мощность (авто)трансформаторов, описаны далее.

4.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ БЛОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При блочной схеме трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора. Расчетная мощность определяется с учетом различных значений $\cos \varphi$ генераторов, нагрузки и потребителей собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{(P_{\text{ном Г}} - P_{\text{с.н.}} - P_{\text{м.н.}})^2 + (Q_{\text{ном Г}} - Q_{\text{с.н.}} - Q_{\text{м.н.}})^2}, \quad (5)$$

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 местная нагрузка.

Если на ответвлении к блоку подсоединена только нагрузка собственных нужд, то величины $P_{\text{м.н.}}, Q_{\text{м.н.}}$ в формуле (5) принимаются равными нулю.

4.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ СВЯЗИ ТЭЦ

Расчетные режимы, в соответствии с которыми должна быть выбрана мощность трансформаторов связи на ТЭЦ, определяется по [п. 9.1.4]. В соответствии с данным положением количество и мощность трансформаторов связи РУ генераторного напряжения с РУ повышенного напряжения должны выбираться таким образом, чтобы при выводе из работы одного трансформатора оставшиеся в работе трансформаторы с учетом их перегрузочной способности обеспечивали:

- выдачу в сеть повышенного напряжения всей активной и реактивной мощности генераторов за вычетом нагрузок собственных нужд и нагрузок РУ генераторного напряжения в период минимума последних;

- питание потребителей, присоединенных к ГРУ, в период максимума нагрузок при выходе из работы одного наиболее мощного генератора, присоединенного к РУ генераторного напряжения;

- питание потребителей, присоединенных к ГРУ, в весенне-летний период при выводе в ремонт или резерв части генераторов или одного наиболее мощного из присоединенных к ГРУ, в связи с сильным снижением тепловых нагрузок либо по условиям оптимизации режима работы энергосистемы при паводках или для экономии сжигаемого на ТЭЦ топлива.

Для выполнения указанных требований достаточно будет рассмотреть следующие расчетные режимы.

Режим 1. Нормально наибольший избыток мощности на низшем напряжении ТЭЦ, работающей по графику тепловых нагрузок, имеет место в зимний период при минимальной электрической нагрузке генераторного напряжения. На отборах пара зимой ТЭЦ может развивать мощность вплоть до номинальной. Тогда

$$S_{\text{изб max з}} = \left| \sum \dot{S}_{\text{ном Г}} - \left(\sum \dot{S}_{\text{с.н.}} + \dot{S}_{\text{нагр min з}} \right) \right|, \quad (6)$$

или

$$S_{\text{изб max з}} = \sqrt{\left(\sum P_{\text{ном Г}} - \sum P_{\text{с.н.}} - P_{\text{нагр min з}} \right)^2 + \left(\sum Q_{\text{ном Г}} - \sum Q_{\text{с.н.}} - Q_{\text{нагр min з}} \right)^2}, \quad (7)$$

где $\Sigma P_{\text{ном Г}}$, $\Sigma Q_{\text{ном Г}}$ – активная и реактивная мощности генераторов, присоединенных к сборным шинам.

Номинальная мощность трансформатора связи $S_{\text{ном ТС}}$ определяется по формуле

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{S_{\text{изб max з}}}{n}, \quad (8)$$

где n – число трансформаторов связи (как правило, $n = 2$).

Режим 2. При работе ТЭЦ летом в смешанном режиме (с пропуском пара в конденсаторы турбин) наибольший избыток мощности

$$S_{\text{изб max л}} = \left| \Sigma \dot{S}_{\text{ном Г}} - (\Sigma \dot{S}_{\text{с.н.}} + \dot{S}_{\text{нагр min л}}) \right|, \quad (9)$$

Это сравнительно редкий режим работы ТЭЦ. В нем можно допустить систематическую перегрузку трансформаторов. Исходя из данного режима

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{S_{\text{изб max л}}}{K_{\text{сист.пер}} n}. \quad (10)$$

Так как график нагрузки трансформатора и условия его работы неизвестны, предельное значение коэффициента систематической перегрузки можно принять равным $K_{\text{сист.пер}} = 1,0 \dots 1,05$.

Режим 3. В период максимальной зимней нагрузки в случае аварийного отключения генератора на низшем напряжении ТЭЦ может образоваться дефицит мощности

$$S_{\text{недост}} = \left| \dot{S}_{\text{нагр max з}} + \Sigma \dot{S}_{\text{с.н.}} - (\Sigma \dot{S}_{\text{ном Г}} - \dot{S}_{\text{ном Г}}) \right|, \quad (11)$$

тогда

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{S_{\text{недост}}}{n}. \quad (12)$$

В случае, когда мощности оставшихся в работе генераторов достаточно для покрытия нагрузки в послеаварийных условиях, данный режим не является расчетным.

Режим 4. При аварийном отключении трансформатора связи другие трансформаторы, работающие с аварийной перегрузкой, должны передать на сторону высшего напряжения максимальную избыточную мощность зимнего периода за вычетом аварийного резерва системы $S_{ав.рез}$:

$$S_{ном ТС} \geq \frac{|\dot{S}_{изб \max з} - \dot{S}_{ав.рез}|}{K_{ав.пер}(n-1)}. \quad (13)$$

Этот режим не является расчетным в случае, когда мощность аварийного резерва превышает избыточную мощность, выдаваемую в энергосистему, так как в этом случае переток мощности от ТЭЦ к энергосистеме можно снизить до такого значения, при котором недопустимой перегрузки оставшихся в работе трансформаторов связи не наступает. Очевидно, что при одном трансформаторе связи этот режим также не является расчетным.

Режим 5. В режиме аварийного отключения одного из наиболее мощных генераторов на ТЭЦ при плановом ремонте другого в летний период на ГРУ может образоваться недостаток мощности:

$$S_{недост} = \left| \dot{S}_{нагр \max л} + \sum \dot{S}_{с.н.} - \left(\sum \dot{S}_{ном Г} - 2\dot{S}_{ном Г} \right) \right|, \quad (14)$$

тогда

$$S_{ном ТС} \geq \frac{S_{недост}}{n}. \quad (15)$$

Основным руководящим документом до принятия СП ТЭС (приняты в 2007 г.) были Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций, принятые в 1981 г. В соответствии с ними при выборе числа и суммарной мощности ТС для резервирования энергосистемой нагрузок, присоединенных к ГРУ, учитывается выход из работы по любым причинам *только одного из генераторов*, работавших на ГРУ. В современном СП ТЭС данное положение явно не прописано, однако если рассматриваемый режим оказался определяющим при выборе мощности ТС, то может быть уместным выполнение технико-экономического расчета, по результатам которого должна быть опре-

делена целесообразность принятия к установке более мощных трансформаторов. Методика проведения такого расчета указана в [22].

Режим 6. В режиме аварийного отключения одного из трансформаторов связи на ТЭЦ при плановом ремонте одного из наиболее мощных генераторов в летний период на ГРУ может образоваться недостаток мощности:

$$S_{\text{недост}} = \left| \dot{S}_{\text{нагр max л}} + \Sigma \dot{S}_{\text{с.н.}} - \left(\Sigma \dot{S}_{\text{ном Г}} - \dot{S}_{\text{ном Г}} \right) \right|, \quad (16)$$

тогда

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{S_{\text{недост}}}{(n-1)K_{\text{ав.пер}}}. \quad (17)$$

Рассмотренные выше расчетные режимы, как видно, соответствуют условиям нормальной эксплуатации электрической станции в течение года при допущении аварийного выхода из строя одного элемента – генератора или трансформатора связи. В учебных целях графики нагрузки потребителей и условия работы трансформаторов могут не задаваться, поэтому предельное значение коэффициента аварийной перегрузки можно принять равным $K_{\text{ав.пер}} = 1,3 \dots 1,4$.

4.4. ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И РАБОТЫ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Прежде чем приступить к рассмотрению расчетных режимов для определения номинальной мощности автотрансформаторов, необходимо проанализировать особенности их конструкции и работы.

Автотрансформаторы за счет своих преимуществ перед обычными трансформаторами получили повсеместное распространение в сетях напряжением 110 кВ и выше (ограничение применения автотрансформаторов только сетями с эффективно заземленной и глухо заземленной нейтралью обусловлено необходимостью заземления нейтрали автотрансформатора во избежание перенапряжений в гальванически связанных обмотках, однако в настоящем учебном пособии этот вопрос подробно не рассматривается). Рассмотрим особенности конструкции автотрансформатора и убедимся на примерах, что при прочих равных условиях автотрансформатор экономичнее обычного трансформатора

как с точки зрения затрат на его производство, так и с точки зрения уменьшения потерь электроэнергии в процессе эксплуатации.

Пусть рассматриваемый трансформатор 220/110 кВ (рис. 6, а) имеет число витков обмотки ВН $W_{\text{ВН}} = 2000$, а число витков обмотки НН $W_{\text{НН}} = 1000$, при этом через трансформатор передается мощность $S_{\text{ном}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Тогда *по всей обмотке* ВН протекает ток $I_{\text{ВН}} = 0,45 \text{ кА}$, а *по всей обмотке* НН протекает $I_{\text{НН}} = 0,90 \text{ кА}$. Таким образом, сечение проводников *всей обмотки* ВН (НН) должно быть рассчитано так, чтобы без перегрева пропускать ток $I_{\text{ВН}} (I_{\text{НН}})$. Кроме того, трансформатор содержит *две независимые обмотки*, для их выполнения требуются дорогие материалы (медь, алюминий, изоляция).

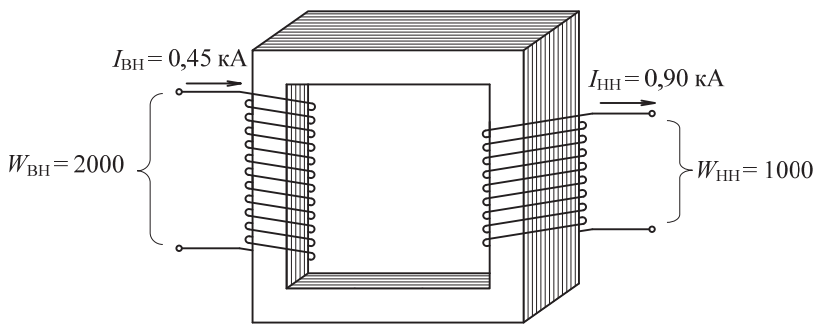
В случае передачи той же мощности через автотрансформатор с тем же коэффициентом трансформации (рис. 6, б) ток $I_{\text{ВН}}$ протекает только *по части обмотки* ВН – по последовательной обмотке П. По другой части обмотки ВН – по общей обмотке О, которая, как видно, одновременно является обмоткой НН, – протекает ток $I_{\text{общ}} = I_{\text{НН}} - I_{\text{ВН}} = 0,45 \text{ кА}$.

Таким образом, обмотка НН может быть выполнена с меньшим сечением провода, так как проводник рассчитывается на меньший ток $I_{\text{общ}} < I_{\text{НН}}$. Облегчается и выполнение магнитопровода автотрансформатора, так как магнитопровод рассчитывается на меньший магнитный поток $\Phi \sim I_{\text{общ}}$.

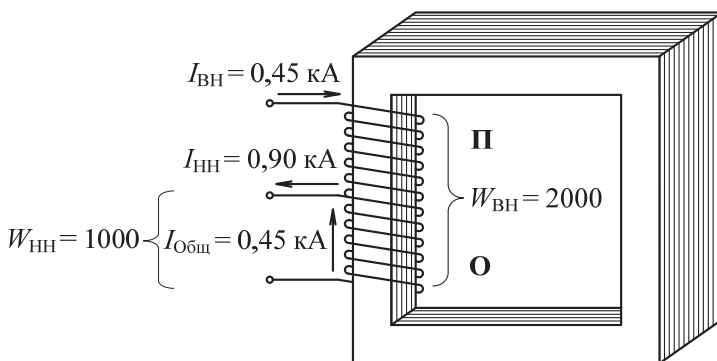
Кроме того, хотя рассмотренный автотрансформатор называют двухобмоточным (по числу сторон напряжений), строго говоря, такой автотрансформатор содержит не две, а *только одну обмотку*: конструктивно обмотка НН является частью обмотки ВН (поэтому эта обмотка и называется «общей» – она общая для ВН и НН). Обычный трансформатор, как легко увидеть на рис. 6, такой особенностью не обладает.

Указанные особенности автотрансформатора обуславливают сниженный по сравнению с обычным трансформатором расход материалов для выполнения обмоток, магнитопровода и их изоляции.

Теперь рассмотрим особенности работы автотрансформатора с обмотками ВН, СН и НН (рис. 7, одноименные зажимы на рисунке отмечены точками). Обмотка НН имеет только магнитную связь с общей и последовательной обмотками.



а



б

Рис. 6. Особенности конструкции и распределения токов по обмоткам трансформатора (а) и автотрансформатор (б)

В режиме, изображенном на рис. 7, а, имеет место передача мощности со стороны ВН в сторону СН, при этом токи в обмотках автотрансформатора направлены согласно правилу Ленца: ток в общей обмотке $I_{общ}$ создает магнитный поток направления, противоположного направлению потока от тока источника $I_{ВН}$. Токи $I_{ВН}$ и $I_{общ}$ стекаются в одной точке и идут в нагрузку на стороне СН.

В режиме, изображенном на рис. 7, б, мощность передается со стороны ВН в сторону НН, при этом сторона СН отключена. В этом случае, очевидно, $I_{ВН} = I_{общ}$. Применяя принцип суперпозиции, получаем, что

в случае передачи мощности со стороны ВН одновременно на сторону СН и НН ток в общей обмотке уменьшается, следовательно, уменьшаются потери электроэнергии, пропорциональные квадрату тока в этой обмотке (рис. 7, в). Несложно показать, что аналогичное явление имеет место при передаче мощности со стороны СН и НН на сторону ВН.

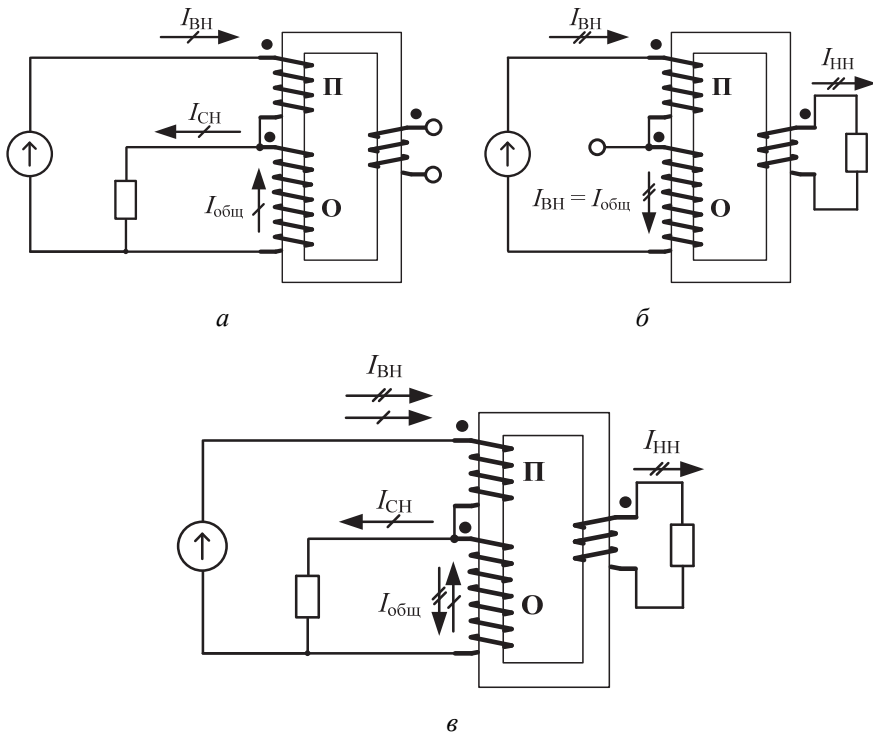


Рис. 7. Распределение токов в обмотках трехобмоточного автотрансформатора в различных режимах передачи мощности:

a – мощность передается со стороны ВН на сторону СН; *б* – мощность передается со стороны ВН на сторону НН; *в* – мощность передается со стороны ВН на стороны СН и НН

Таким образом, при рациональном проектировании применение автотрансформатора приводит к уменьшению потерь электроэнергии по сравнению с обычным трехобмоточным трансформатором. Следует стремиться распределять потоки мощности так, чтобы уменьшить ток

в общей обмотке. Иные режимы работы автотрансформатора также допустимы, но не всегда экономичны, при этом необходимо следить за тем, чтобы не перегружалась ни одна из его обмоток. Чтобы решить вопрос о допустимости загрузки той или иной обмотки, необходимо рассмотреть соотношения мощностей обмоток автотрансформатора.

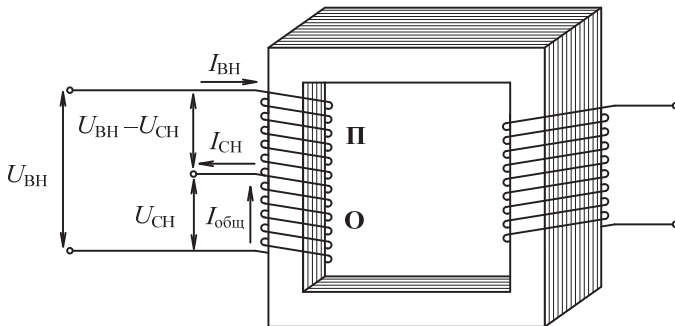


Рис. 8. Напряжения и токи, определяющие мощности обмоток автотрансформатора

Определим соотношения мощностей последовательной и общей обмоток. Для этого рассмотрим автотрансформатор, изображенный на рис. 8, и предположим, что обмотка НН, имеющая только магнитную связь с остальными обмотками, разомкнута, поэтому мощность передается только со стороны ВН на сторону СН или наоборот. В соответствии с рис. 8 мощности последовательной S_{Π} и общей $S_{\text{общ}}$ обмоток соответственно равны:

$$S_{\Pi} = I_{\text{ВН}}(U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}) = I_{\text{ВН}}U_{\text{ВН}} - I_{\text{ВН}}U_{\text{СН}} \quad (18)$$

и

$$S_{\text{общ}} = I_{\text{общ}}U_{\text{СН}} = (I_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}})U_{\text{СН}} = I_{\text{СН}}U_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}}U_{\text{СН}}. \quad (19)$$

Номинальная (она же «проходная») мощность $S_{\text{ном}}$ определяется произведением $I_{\text{ВН}}$ на $U_{\text{ВН}}$ или $I_{\text{СН}}$ на $U_{\text{СН}}$, так как $S_{\text{ном}}$ соответствует всей мощности, которая передается со стороны обмотки одного класса напряжения на обмотку другого класса (без учета потерь):

$$S_{\text{ном}} = I_{\text{ВН}}U_{\text{ВН}} = I_{\text{СН}}U_{\text{СН}}. \quad (20)$$

В формулах (18) и (19) величина

$$I_{ВН}U_{СН} = S_{эл} \quad (21)$$

называется «электрической мощностью». Электрическая мощность названа так потому, что она передается с одной обмотки на другую за счет их гальванической связи. Эта мощность идет «в обход» общей обмотки, не нагружая ее. Разность проходной и электрической мощности (правая часть в формулах (18) и (19)) называется «трансформаторной» мощностью, так как эта мощность передается с одной обмотки на другую посредством уже трансформаторной, а не гальванической связи. Эту мощность также называют «типовой», так как именно она определяет ток в общей обмотке и магнитный поток в магнитопроводе АТ, в соответствии с которыми и определяется расход материалов на его конструкцию.

Если автотрансформатор имеет третичную обмотку (обмотку НН), связанную с остальными только магнитным путем, то мощность этой обмотки всегда меньше типовой, так как в противном случае расход материалов определялся бы мощностью этой обмотки, что свело бы на нет преимущества применения гальванической связи для экономии материалов. У блочных автотрансформаторов обычно мощность обмотки НН $S_{ном\ НН}$ приблизительно равна типовой мощности. У сетевых автотрансформаторов эта мощность обычно меньше типовой.

Как видно из формул (18) и (19), мощности последовательной и общей обмоток равны $S_{тип}$. Отношение проходной (номинальной) мощности $S_{ном}$ к $S_{тип}$ называют коэффициентом выгоды $K_{выг}$, который качественно показывает, насколько экономически выгоднее использовать автотрансформатор вместо обычного трансформатора:

$$K_{выг} = \frac{S_{тип}}{S_{ном}} = \frac{S_{ном} - S_{эл}}{S_{ном}} = \frac{I_{ВН}(U_{ВН} - U_{СН})}{I_{ВН}U_{ВН}} = \frac{U_{ВН} - U_{СН}}{U_{ВН}}. \quad (22)$$

Значение $K_{выг}$ также может быть получено через соотношение токов на стороне ВН и СН:

$$K_{выг} = \frac{S_{тип}}{S_{ном}} = \frac{S_{ном} - S_{эл}}{S_{ном}} = \frac{U_{СН}(I_{СН} - I_{ВН})}{I_{СН}U_{СН}} = \frac{I_{СН} - I_{ВН}}{I_{СН}}. \quad (23)$$

Коэффициент выгоды $K_{\text{выг}}$ наглядно показывает, во сколько раз ток в общей обмотке меньше тока нагрузки на стороне СН:

$$I_{\text{общ}} = I_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}} = \frac{I_{\text{СН}}}{I_{\text{СН}}} (I_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}}) = I_{\text{СН}} K_{\text{выг}}. \quad (24)$$

Чем меньше (ближе к единице) коэффициент трансформации АТ, тем меньше $K_{\text{выг}}$, больше доля мощности, передаваемой электрическим путем, меньше ток в общей обмотке и тем экономически выгоднее использование автотрансформатора по сравнению с обычным трансформатором.

Определим, как загружены обмотки автотрансформатора, изображенного на рис. 8, в различных режимах его работы и определим допустимость этих перегрузок.

Трансформаторные режимы. Рассмотрим так называемые «трансформаторные» режимы работы автотрансформатора, когда мощность передается исключительно трансформаторным путем, т. е. со стороны НН на сторону ВН (СН), или наоборот (рис. 9).

Пусть со стороны НН необходимо передать некоторую мощность $S_{\text{НН}}$ на сторону СН (рис. 9, а). Определим номинальную мощность обмоток автотрансформатора, при которой они не перегружаются в рассматриваемом режиме.

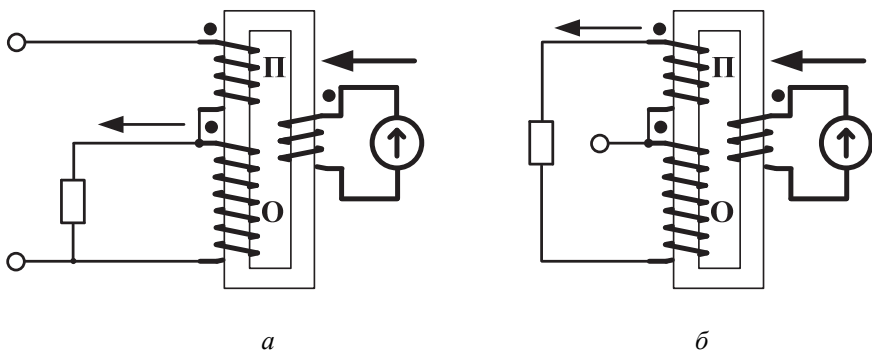


Рис. 9. Трансформаторные режимы передачи мощности:

а – со стороны обмотки НН на сторону СН; б – со стороны обмотки ВН на сторону НН

Во-первых, совершенно очевидно, что обмотка НН должна быть рассчитана на передачу мощности $S_{\text{ном НН}}$, т. е. первое условие имеет вид

$$S_{\text{ном НН}} \geq S_{\text{НН}}, \quad (25)$$

где $S_{\text{ном НН}}$ – номинальная мощность обмотки НН автотрансформатора.

Во-вторых, необходимо определить загрузку общей и последовательной обмоток и убедиться, что для обеих обмоток она не превышает типовую мощность, на которую эти обмотки рассчитаны. В рассматриваемом режиме последовательная обмотка не загружена, загружена лишь общая обмотка. Полагая, что мощность со стороны НН передается на сторону СН без потерь, находим ток в общей обмотке:

$$I_{\text{общ}} = \frac{S_{\text{НН}}}{U_{\text{СН}}}. \quad (26)$$

Тогда загрузка общей обмотки

$$S_{\text{общ}} = I_{\text{общ}} U_{\text{СН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{U_{\text{СН}}} U_{\text{СН}} = S_{\text{НН}}. \quad (27)$$

Загрузка общей обмотки не должна превышать типовую мощность:

$$S_{\text{НН}} \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} S_{\text{ном АТ}}. \quad (28)$$

Следовательно, номинальная мощность автотрансформатора $S_{\text{ном АТ}}$ определяется по формуле

$$S_{\text{ном АТ}} \geq \frac{S_{\text{НН}}}{K_{\text{выг}}}. \quad (29)$$

Формулы (25) и (29) определяют допустимый режим работы автотрансформатора в общем случае. Но так как автотрансформатор выполняется таким образом, чтобы мощность обмотки НН не превышала типовую, то единственным условием, определяющим допустимость работы автотрансформатора в данном режиме, является условие (25).

Пусть со стороны НН необходимо передать мощность $S_{\text{НН}}$ на сторону ВН (рис. 9, б). Как и в предыдущем случае, первым условием, определяющим допустимость работы автотрансформатора в этом режиме, является условие (25). Определим загрузку последовательной и общей обмоток. В этом режиме ток обеих обмоток одинаков и равен

$$I_{\text{общ}} = I_{\text{п}} = \frac{S_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}. \quad (30)$$

Загрузка общей и последовательной обмоток соответственно

$$S_{\text{общ}} = I_{\text{общ}} U_{\text{СН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} U_{\text{СН}}; \quad (31)$$

$$S_{\text{п}} = I_{\text{п}} (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}) = \frac{S_{\text{НН}} (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}})}{U_{\text{ВН}}} = S_{\text{НН}} K_{\text{выг}}. \quad (32)$$

Обмотки загружены неодинаково, но их загрузка не превышает $S_{\text{тип}}$, даже если $S_{\text{НН}} = S_{\text{тип}}$, так как всегда $U_{\text{СН}} / U_{\text{ВН}} < 1$ и $K_{\text{выг}} < 1$. Поэтому со стороны СН можно передать дополнительную мощность на сторону ВН. Таким образом, единственное ограничение в данном режиме следующее: $S_{\text{ном НН}} \geq S_{\text{НН}}$.

Автотрансформаторные режимы. Рассмотрим «автотрансформаторный» режим работы автотрансформатора, когда мощность передается со стороны обмотки ВН на сторону СН, или наоборот (рис. 7, а). Пусть со стороны ВН передается мощность $S_{\text{ВН}}$ на сторону СН. Определим загрузку общей и последовательной обмоток. Ток в последовательной обмотке равен

$$I_{\text{п}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{U_{\text{ВН}}}. \quad (33)$$

Ток в нагрузке на стороне СН:

$$I_{\text{СН}} = \frac{S_{\text{СН}}}{U_{\text{СН}}}. \quad (34)$$

Ток в общей обмотке согласно формуле (24)

$$I_{\text{общ}} = I_{\text{СН}} K_{\text{выг}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} K_{\text{выг}}. \quad (35)$$

Загрузка общей и последовательной обмоток соответственно:

$$S_{\text{общ}} = I_{\text{общ}} U_{\text{СН}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} K_{\text{выг}} U_{\text{СН}} = S_{\text{ВН}} K_{\text{выг}}; \quad (36)$$

$$S_{\text{п}} = I_{\text{п}} (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}) = \frac{S_{\text{ВН}}}{U_{\text{ВН}}} (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}) = S_{\text{ВН}} K_{\text{выг}}. \quad (37)$$

Обмотки загружены одинаково, их нагрузка не должна превышать $S_{\text{тип}}$:

$$S_{\text{ВН}} K_{\text{выг}} \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} S_{\text{ном АТ}}, \quad (38)$$

отсюда окончательно

$$S_{\text{ном АТ}} \geq S_{\text{ВН}}. \quad (39)$$

В случае передачи со стороны СН мощности $S_{\text{СН}}$ на сторону ВН номинальная мощность автотрансформатора определяется по этой же формуле с заменой $S_{\text{ВН}}$ на $S_{\text{СН}}$.

Комбинированные режимы. Режимы, при которых сочетаются трансформаторные и автотрансформаторные режимы, называют комбинированными. Рассмотрим случай передачи мощности со сторон ВН и НН на сторону СН (рис. 10, а) и случай передачи мощности со стороны СН и НН на сторону ВН (рис. 10, б). Как видно из токораспределения, изображенного на рис. 10, в первом случае наибольшей нагрузке подвергается общая обмотка, во втором – последовательная обмотка. Определим загрузку указанных обмоток в этих режимах.

Для случая, изображенного на рис. 10, а, ток в общей обмотке составляет

$$I_{\text{общ}} = \frac{S_{\text{НН}}}{U_{\text{СН}}} + \frac{S_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} K_{\text{выг}}. \quad (40)$$

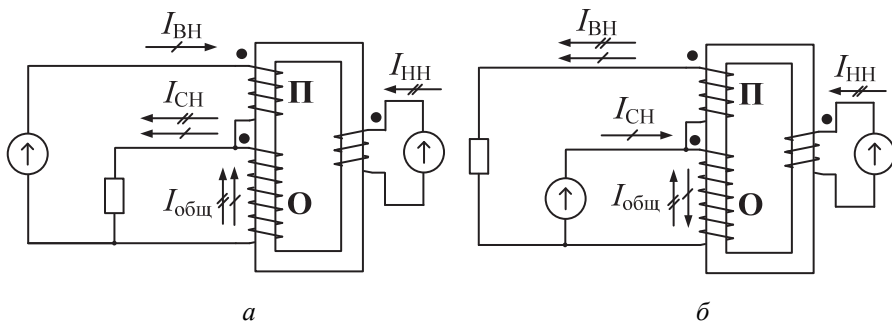


Рис. 10. Комбинированные режимы передачи мощности:

а – со стороны обмотки ВН и НН на сторону СН; б – со стороны обмотки СН и НН на сторону ВН

Общая обмотка загружена мощностью

$$S_{\text{общ}} = I_{\text{общ}} U_{\text{СН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{U_{\text{СН}}} U_{\text{СН}} + \frac{S_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}} K_{\text{выг}} U_{\text{СН}} = S_{\text{НН}} + S_{\text{ВН}} K_{\text{выг}}. \quad (41)$$

Загрузка этой обмотки не должна превышать $S_{\text{тип}}$:

$$S_{\text{НН}} + S_{\text{ВН}} K_{\text{выг}} \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} S_{\text{ном АТ}}, \quad (42)$$

отсюда окончательно

$$S_{\text{ном АТ}} \geq \frac{S_{\text{НН}}}{K_{\text{выг}}} + S_{\text{ВН}}. \quad (43)$$

Для случая, изображенного на рис. 10, б, ток в последовательной обмотке составляет

$$I_{\text{П}} = \frac{S_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} + \frac{S_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}}. \quad (44)$$

Последовательная обмотка загружена мощностью

$$\begin{aligned} S_{\text{П}} &= I_{\text{П}} (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}) = \frac{S_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}) + \frac{S_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}} (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}) = \\ &= S_{\text{НН}} K_{\text{выг}} + S_{\text{СН}} K_{\text{выг}}. \end{aligned} \quad (45)$$

Загрузка этой обмотки не должна превышать $S_{\text{тип}}$:

$$S_{\text{НН}}K_{\text{выг}} + S_{\text{СН}}K_{\text{выг}} \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}}S_{\text{ном АТ}}, \quad (44)$$

отсюда окончательно

$$S_{\text{ном АТ}} \geq S_{\text{НН}} + S_{\text{СН}}. \quad (45)$$

4.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ НА КЭС

Порядок определения номинальной мощности автотрансформаторов связи на КЭС. Настоящий раздел рассматривается для упрощенной структуры КЭС: к РУСН подключены только линии, питающие нагрузку, а на РУВН имеется только связь с энергосистемой. Если для связи РУСН и РУВН на КЭС используются автотрансформатор, к стороне НН которых не подключены генераторы, то в этих условиях мощность может передаваться только со стороны СН на сторону ВН, или наоборот, то есть автотрансформаторы работают в «автотрансформаторном» режиме, и для определения их номинальной мощности необходимо пользоваться формулой (39). Расчетные условия, в соответствии с которыми выбирается номинальная мощность автотрансформатора, такие же, как и в случае ТЭЦ: расчетные формулы, приведенные в разделе 4.3 сохраняют свой вид, при этом $S_{\text{ном ТС}}$ заменяется на $S_{\text{ном АТ}}$.

Следует только заметить, что поскольку режим работы станции типа КЭС не связан с тепловой нагрузкой, то второй расчетный режим из п. 4.3 не является расчетным, а в первом расчетном режиме в формуле (6) вместо $S_{\text{изб max з}}$ следует использовать $S_{\text{изб max л}}$. Таким образом, в первом расчетном режиме номинальная мощность АТС определяется как

$$S_{\text{ном АТ}} \geq \frac{S_{\text{изб max л}}}{n}, \quad (46)$$

где n – число параллельно работающих автотрансформаторов связи.

Порядок определения номинальной мощности блочных автотрансформаторов на КЭС. Чтобы иметь возможность эксплуатиро-

вать автотрансформаторы в наиболее экономичном режиме, целесообразно *создать избыток мощности на стороне СН*. В таком случае мощность будет передаваться со сторон СН и НН в сторону ВН, и ток в общей обмотке будет мал. Для этого следует принять $m + 1$ число генераторов, питающих нагрузку на СН, где m определяется по формуле (2).

Далее выбирается схема подключения генератора к автотрансформаторам. Прежде всего необходимо, чтобы мощность обмотки НН автотрансформатора $S_{\text{НОМ НН}}$ соответствовала мощности генератора, подключаемого к ней. Если генератор подключается по схеме, изображенной на рис. 2, *а* или на 2, *б*, то необходимо проверить выполнение условия

$$S_{\text{НОМ НН}} \geq \left| \dot{S}_{\text{бл.св}} - \dot{S}_{\text{с.н.бл.св}} \right|, \quad (47)$$

где $S_{\text{бл.св}}$ – номинальная мощность генератора блока связи; $S_{\text{с.н.бл.св}}$ – мощность собственных нужд данного блока.

Если генератор подключается по схеме, изображенной на рис. 2, *в*, то необходимо для каждого из n параллельно работающих автотрансформаторов, к которым подключен генератор, проверить выполнение условия

$$S_{\text{НОМ НН}} \geq \frac{\left| \dot{S}_{\text{бл.св}} - \dot{S}_{\text{с.н.бл.св}} \right|}{n}. \quad (48)$$

Предварительно к установке выбирается автотрансформатор, имеющий рассчитанную по приведенным выше формулам мощность обмотки НН. Определив мощность обмотки НН по паспортным параметрам, необходимо убедиться в отсутствии перегрузки общей и последовательной обмоток автотрансформаторов во всех расчетных режимах работы электростанции (как показывает практика, условия выбора номинальной мощности автотрансформаторов по условиям (47) или (48) являются определяющими, однако это не исключает необходимости проведения проверки в остальных расчетных режимах).

Учет передачи мощности со стороны НН вносит изменения в расчетные формулы. Некоторые примеры расчетных формул приводятся далее. При их выводе предполагалось, что автотрансформаторы связи соединены с генераторами по схеме, изображенной на рис. 2, *б*.

Режим 1. В нормальном режиме в условиях минимальной летней нагрузки через блочные автотрансформаторы на сторону ВН со стороны СН и НН проходит избыток мощности, при этом возможна перегрузка последовательной обмотки. В соответствии с этим номинальная мощность автотрансформаторов определяется по формуле

$$S_{\text{НОМ АТ}} \geq \left| \frac{\dot{S}_{\text{изб макс л}}}{n} + \left(\dot{S}_{\text{НОМ Г бл.св}} - \dot{S}_{\text{с.н.бл.св}} \right) \right|. \quad (49)$$

Режим 2. В условиях предыдущего расчетного режима при отключении одного из параллельно работающих блочных автотрансформаторов возможна перегрузка оставшегося в работе АТ. При этом необходимо учесть, что при отключении одного из автотрансформаторов вместе с ним отключается и генератор, подключенный к стороне НН этого автотрансформатора. Это уменьшает величину аварийного резерва мощности, если в предыдущем режиме данный генератор выдавал мощность в сеть повышенного напряжения. Таким образом,

$$S_{\text{НОМ АТ}} \geq \frac{1}{K_{\text{ав.пер}}} \left| \frac{\dot{S}_{\text{изб макс л}}}{n-1} + \dot{S}_{\text{НОМ Г бл.св}} - \dot{S}_{\text{с.н.бл.св}} - \dot{S}'_{\text{ав.рез}} \right|, \quad (50)$$

где $\dot{S}'_{\text{ав.рез}} = \dot{S}_{\text{ав.рез}} - \left(\dot{S}_{\text{НОМ бл.св}} - \dot{S}_{\text{с.н.бл.св}} \right)$.

Режим 3. Случай аварийного отключения блока «генератор-двухобмоточный трансформатор», подключенного к РУ СН, является расчетным, если в режиме максимальных нагрузок на среднем напряжении создается такой дефицит мощности, что через автотрансформаторы связи передается не только рабочая мощность генератора блока, но и имеет место передача мощности со стороны высшего напряжения. Тогда номинальная мощность автотрансформатора определяется по нагрузке общей обмотки:

$$S_{\text{НОМ АТ}} \geq \left| \frac{\dot{S}_{\text{Н}}}{K_{\text{ВЫГ}}} + \dot{S}_{\text{В}} \right|, \quad (51)$$

где $\dot{S}_{\text{Н}}$ – мощность, передаваемая блочным автотрансформатором со стороны НН, определяемая по следующей формуле:

$$\dot{S}_{\text{Н}} = \dot{S}_{\text{НОМ Г бл.св}} - \dot{S}_{\text{с.н.бл.св}}; \quad (52)$$

S_B – мощность, передаваемая со стороны ВН, определяемая по следующей формуле:

$$\dot{S}_B = \frac{\dot{S}_{\text{недост}}}{n} - \left(\dot{S}_{\text{ном } \Gamma \text{ бл.св}} - \dot{S}_{\text{с.н.бл.св}} \right), \quad (53)$$

где $\dot{S}_{\text{недост}} = \dot{S}_{\text{нагр max з}} + \sum \dot{S}_{\text{с.н.}} - \left(\sum \dot{S}_{\text{ном } \Gamma} - \dot{S}_{\text{ном } \Gamma} \right)$.

4.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Система собственных нужд (с.н.) электрической станции или подстанции – это комплекс вспомогательного оборудования, обеспечивающего бесперебойную и безаварийную работу ее основных агрегатов. В систему с.н. подстанций (ПС) входит, например, следующее:

- система охлаждения (авто)трансформаторов;
- обогрев, освещение и вентиляция помещений;
- питание зарядно-подзарядных устройств аккумуляторных батарей;
- обогрев ячеек комплектных распределительных устройств с аппаратурой релейной защиты (РЗ) и автоматики, счетчиками или выключателями;
- обогрев приводов и баков масляных и элегазовых выключателей;
- электропитание аппаратуры связи и телемеханики и т.п.

В систему с.н. электростанции входит, помимо указанного выше, комплекс механизмов, обеспечивающих технологический процесс производства электроэнергии. Ввиду сложности этого процесса потребление с.н. на станциях многократно превышает потребление с.н. на ПС и требует использования мощных высоковольтных электродвигателей (с номинальным напряжением выше 1 кВ).

На электростанциях обычно применяют две ступени напряжения с.н.: высшее (3, 6 или 10 кВ) и низшее (380/220 В с глухозаземленной нейтралью). На КЭС и ТЭЦ высшее напряжение с.н., как правило, принимают равным 6 кВ. На КЭС с агрегатами более 800 МВт целесообразно применение напряжения 10 кВ. Напряжение 3 кВ в настоящее время не рекомендуется к использованию. Исключением могут быть расширяющиеся станции, где такое напряжение уже применено. На ПС применяется одна ступень напряжения 380/220 В.

На электростанциях типа КЭС, на которых все генераторы включены по схеме блоков «генератор-повышающий трансформатор», питание с.н. должно осуществляться путем устройства ответвлений (отпак) от блока с установкой в цепях этих ответвлений токоограничивающих реакторов (в случае равенства номинального напряжения генератора высшему напряжению системы с.н.: $U_{\text{ном Г}} = U_{\text{с.н.}}$) или трансформаторов (в случае, когда $U_{\text{ном Г}} \neq U_{\text{с.н.}}$), см. рис. 1, 2 и 3.

На электростанциях типа ТЭЦ, на которых все генераторы включены на шины ГРУ, питание собственных нужд должно осуществляться от этих шин. Из соображений надежности к одной и той же секции не подключают более двух рабочих трансформаторов собственных нужд (ТСН) или реакторов. На электростанциях типа ТЭЦ со смешанной схемой включения генераторов питание с.н. должно осуществляться частично от шин ГРУ и частично от блоков «генератор-трансформатор», см. рис. 4 и 5. При отсутствии выключателя в цепи генератора рекомендуется избегать ответвлений от блоков, генераторы которых приводятся от турбин типа Р (работающих с противодавлением).

В учебных целях выбор номинальной мощности ТСН или номинального тока реакторов осуществляется упрощенно в следующем порядке. Если $U_{\text{ном Г}} \neq U_{\text{с.н.}}$, то выбирается ТСН с номинальным напряжением обмотки ВН, соответствующим напряжению генератора $U_{\text{ном Г}}$, и номинальным напряжением обмотки НН, соответствующим $U_{\text{с.н.}}$. Мощность ТСН должна быть не меньше мощности с.н. генератора:

$$S_{\text{ном ТСН}} \geq \sqrt{P_{\text{с.н.}}^2 + Q_{\text{с.н.}}^2}. \quad (54)$$

Для питания с.н. выбираются трансформаторы с РПН (в конце названия присутствует буква «Н»); трансформаторы, специально выполненные для снабжения систем с.н., имеют в конце названия букву «С». Таким образом, выбираются, например, трансформаторы типа ТДНС, ТРДНС.

В случае $U_{\text{ном Г}} = U_{\text{с.н.}}$ выбор реакторов для питания с.н. осуществляется аналогично по напряжению и току:

$$U_{\text{ном LR}} \geq U_{\text{с.н.}}, \quad (55)$$

$$I_{\text{ном } LR} \geq \frac{\sqrt{P_{\text{с.н.}}^2 + Q_{\text{с.н.}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с.н.}}}, \quad (56)$$

где $U_{\text{ном } LR}$ и $I_{\text{ном } LR}$ – соответственно номинальное напряжение и ток реактора.

Мощность с.н. электростанций различного типа может быть приближенно определена по табл. 3.

Т а б л и ц а 3

Нагрузки с.н. электростанций

Тип электростанции	Мощность с.н. $P_{\text{с.н.}}$ в процентах от $P_{\text{ном } \Gamma}$
ТЭЦ:	
пылеугольная	8...14
газозапутная	5...7
КЭС:	
пылеугольная	6...8
газозапутная	3...5

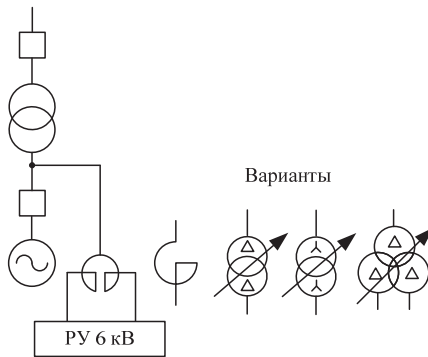


Рис. 11. Схемы подключения рабочих источников с.н.

Варианты подключения источников питания с.н. к ответвлениям от генераторов показаны на рис. 11, подключение ТЭН или реакторов к шинам ГРУ выполняется аналогично. Схемы подключения резервных источников с.н. будут рассмотрены далее.

5. ВЫБОР СЕКЦИОННЫХ РЕАКТОРОВ

Все электрооборудование ГРУ (шины, выключатели, кабельные линии и т.п.) находится в непосредственной близости от генераторов, а потому в случае аварии подвергается действию больших аварийных токов. Обеспечение термической и электродинамической стойкости оборудования к токам аварийного режима (а также коммутационной способности выключателей) может привести к большим экономическим затратам. В ряде случаев токи КЗ могут быть настолько велики, что выбрать подходящий аппарат будет невозможно, так как промышленность не производит электрооборудования с требуемыми характеристиками. По указанной причине токи КЗ целесообразно ограничить. Для ограничения токов КЗ на ГРУ и в сети отходящих от ГРУ линий широко применяются секционные реакторы. Строго говоря, установка тех или иных средств ограничения токов КЗ должна быть в каждом случае обоснована. Если средства ограничения аварийных токов не приводят к облегчению условий выбора выключателей, сечений КЛ или шин, тем самым снижая их стоимость или обеспечивая принципиальную возможность их применения в данной сети, то необходимость их установки отпадает. В большинстве случаев на генераторном напряжении установка средств ограничения токов КЗ оправдана.

Помимо применения реакторов для связи секций (рис. 12, б, в), возможны иные мероприятия, ограничивающие токи КЗ в пределах ГРУ и распределительной сети, например: отказ от параллельной работы генераторов и питание потребителей через реактивированные отпайки (рис. 12, а), связь секций через расщепленные обмотки НН ТС (рис. 12, з) или через сдвоенный реактор (рис. 12, д).

На ТЭЦ с поперечными генераторными связями выбору секционных реакторов предшествует выбор числа секций ГРУ. Число секций, как правило, равно числу генераторов, подключаемых к ГРУ. Допускается включение двух генераторов мощностью по 32 (реже 63) МВт на одну секцию. При числе секций две-три применяют прямолинейную (разомкнутую) схему включения реактора (рис. 12, б), при четырех и

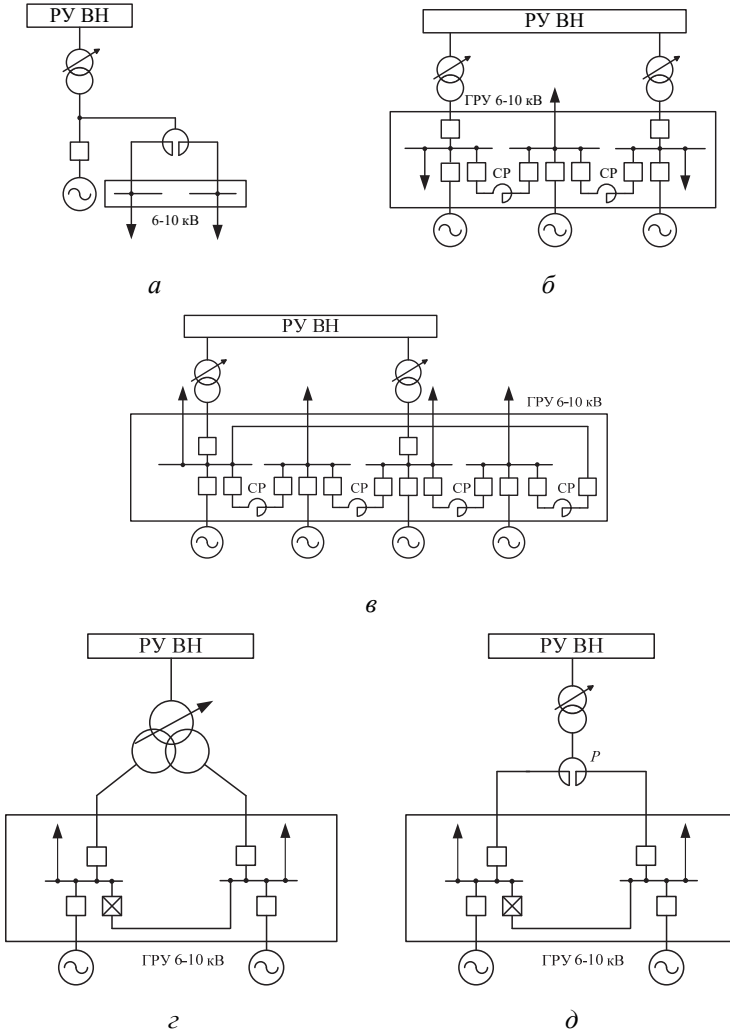


Рис. 12. Схемы ограничения токов КЗ на ГРУ ТЭЦ:

a – применение раздельной работы генераторов и питание потребителей через реактивированные отпайки; *б* – применение секционных реакторов в однолинейной схеме; *в* – применение секционных реакторов в кольцевой схеме; *г* – подключение генераторов к расщепленным обкаткам НН трансформатора связи; *д* – подключение генераторов к выводам двойного реактора

более, во избежание значительных перетоков мощности вдоль сборных шин и для создания для крайних и средних секций одинаковых условий эксплуатации, – кольцевую (рис. 12, в).

Для ограничения токов КЗ в сети генераторного напряжения следует применить секционные реакторы. При распределении потребительских линий между секциями сборных шин следует стремиться к тому, чтобы перетоки мощности через секционные реакторы в нормальном режиме были по возможности минимальными. При этом потери энергии в реакторах будут также минимальными.

При анализе возможных перетоков мощности между секциями в нормальном режиме и при отключении питающих элементов – генераторов или трансформаторов – выбирают номинальные токи секционных реакторов. Из соответствующих им индуктивных сопротивлений выбирают наибольшее. В дальнейшем, как и все остальные аппараты, секционные реакторы должны пройти проверку на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

В послеаварийных режимах возможны повышенные перетоки мощности через секционные реакторы. При этом при наибольшем перетоке потери напряжения в секционных реакторах не должны превышать 5-6 % номинального напряжения. В противном случае необходимо предусмотреть выключатели или разъединители, дающие возможность шунтировать реакторы при больших перетоках мощности между секциями (рис. 13). Установка шунтирующих выключателей делает схему более маневренной, но и более дорогостоящей, потому чаще можно встретить вариант, где применяются разъединители (на рис. 13 показаны внутри пунктирной рамки).

Номинальный ток секционного реактора должен быть больше или равен максимальному току, протекающему через реактор в следующих режимах работы установки:

- а) при аварийном отключении какого-либо генератора;
- б) при аварийном отключении трансформатора связи;
- в) при аварийном отключении реактора.

Следует заметить, что пока не определены параметры реакторов, невозможно при двух или более трансформаторах найти токораспределение в первом режиме. В связи с этим в первом приближении можно принять одинаковые потоки мощности через трансформаторы при аварийном отключении одного генератора. Тогда после выбора реакторов необходимо уточнить токораспределение в первом режиме и посмотреть, не перегружаются ли принятые к установке реакторы, для чего

целесообразно пользоваться специализированными программами, с помощью которых можно рассчитать установившийся режим работы электрической сети (пример использования такой программы показан в приложении 3). Далее приведены примеры расчетных формул.

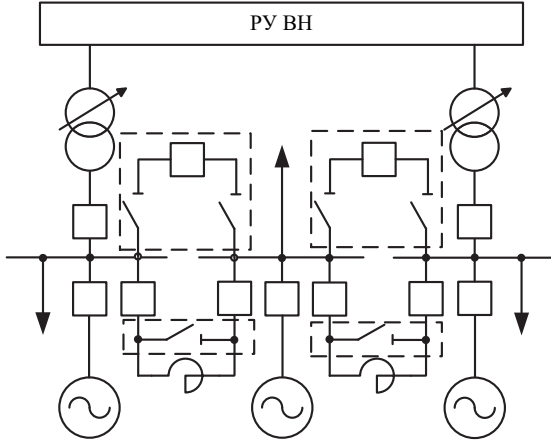


Рис. 13. Схема ГРУ с одной секционированной системой сборных шин (три секции)

Рассмотрим случай ГРУ с двумя секциями сборных шин (рис. 14). В нормальном режиме (рис. 14, а), если мощность местной нагрузки $S_{м.н.}$ на секции распределена равномерно, переток мощности через секционный реактор S_{LRB} практически отсутствует:

$$S_{LRB} \approx 0. \quad (57)$$

В режиме, когда отключен один из генераторов, но при этом мощности оставшегося в работе генератора достаточно для покрытия нагрузки, выдача избыточной мощности в сеть повышенного напряжения осуществляется через ТС (рис. 14, б). Принимаем в первом приближении одинаковой мощность, протекающую через оба ТС $S_{ТС}$ (точное значение этой мощности рассчитывается на этапе составления структурной схемы станции и определения номинальной мощности ТС), и получаем

$$S_{LRB} = \left| \dot{S}_{с.н.} + \dot{S}_{м.н.} + \dot{S}_{ТС} \right|. \quad (58)$$

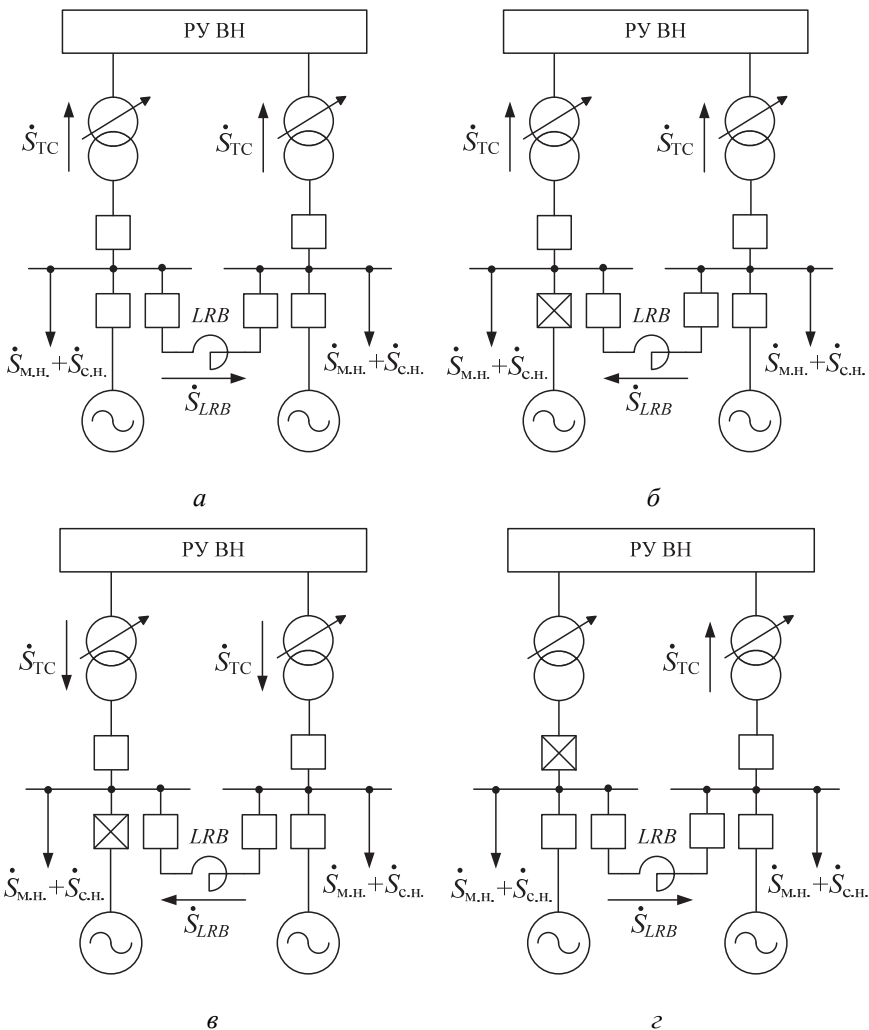


Рис. 14. Схемы, отображающие расчетные режимы работы ТЭЦ с ГРУ с двумя секциями:

а – нормальный режим; *б* – один из генераторов отключен, оставшийся в работе генератор выдает избыток мощности в энергосистему; *в* – один из генераторов отключен, недостающая мощность поступает в нагрузку через трансформатор связи; *г* – отключен один из трансформаторов связи

В режиме, когда отключен один из генераторов, но при этом мощности оставшегося в работе генератора недостаточно для покрытия нагрузки, через трансформатор связи осуществляется передача недостающей мощности от энергосистемы в сторону нагрузки (рис. 14, в). Принимаем в первом приближении одинаковой мощность, протекающую через оба трансформатора связи, получаем:

$$S_{LRB} = \left| \dot{S}_{с.н.} + \dot{S}_{м.н.} - \dot{S}_{ТС} \right|. \quad (59)$$

В режиме, когда отключен один ТС, избыточная мощность от одного из генераторов проходит через секционный реактор (рис. 14, з):

$$S_{LRB} = \left| \dot{S}_{ном \Gamma} - \dot{S}_{с.н.} - \dot{S}_{м.н.} \right|. \quad (60)$$

Номинальное напряжение секционного реактора $S_{ном \Gamma}$ должно быть не меньше номинального напряжения сети в месте установки $U_{ном уст}$, а номинальный ток секционного реактора $I_{ном LRB}$ – не меньше тока $I_{расч}$, соответствующего наибольшему значению мощности, полученному по расчетным формулам (57)–(60). Таким образом,

$$U_{ном LRB} \geq U_{ном уст} \quad (61)$$

и

$$I_{ном LRB} \geq I_{расч} = \frac{S_{LRB}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном уст}} \quad (62)$$

Для упрощения номинальный ток секционного реактора в прямолинейных схемах можно принять равным не менее $0,7 I_{ном \Gamma}$, а в кольцевых схемах это значение составляет не менее $0,5 \dots 0,67 I_{ном \Gamma}$.

6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ

6.1. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ВЫБОРА АППАРАТОВ

Для выбора электрических аппаратов и проводников необходим расчет токов рабочих и аварийных режимов. Наиболее объемного расчета токов КЗ требует выбор выключателей. Для этого следует рассчитать значения периодической составляющей тока КЗ для начального момента времени $I_{п0}$ и к моменту начала расхождения контактов выключателя $I_{пт}$, аperiodическую составляющую тока КЗ к моменту начала расхождения контактов $i_{ат}$, ударный ток i_y , интеграл Джоуля или тепловой импульс квадратичного тока КЗ B_K .

При расчете токов КЗ для выбора аппарата допускается погрешность до 10 % в сторону увеличения полученных значений. Такие приближенные расчеты могут быть выполнены без применения вычислительных машин.

Расчетные условия включают в себя:

- расчетную схему электроустановки;
- расчетные режимы работы – нормальный (полный), ремонтный (часть элементов отключена), аварийный (КЗ) и послеаварийный;
- расчетные точки КЗ;
- расчетные токи КЗ;
- расчетное время протекания тока КЗ;
- расчетный вид КЗ.

Расчетная схема – это однолинейная электрическая схема электроустановки, в которую включены все источники питания и все возмож-

ные связи между ними, влияющие на токи КЗ. Расчетная схема отличается от структурной лишь тем, что на ней указаны все выключатели, подлежащие выбору, а прямоугольники распределительных устройств РУ заменены сборными шинами. На расчетной схеме в коммутационных узлах всех напряжений указывают точки КЗ, для которых необходимо рассчитать токи КЗ.

Расчетную точку выбирают таким образом, чтобы через проверяемое оборудование протекал наибольший возможный ток КЗ. Такие расчетные точки КЗ изображены на рис. 15. В табл. 4 отмечены особенности расчетного режима для выбора того или иного элемента в схеме станции. Указания, приведенные в табл. 4, подходят как для станций типа ТЭЦ, так и для КЭС, так как рассматриваемая в примере станция имеет как ГРУ, так и блоки генератор-трансформатор.

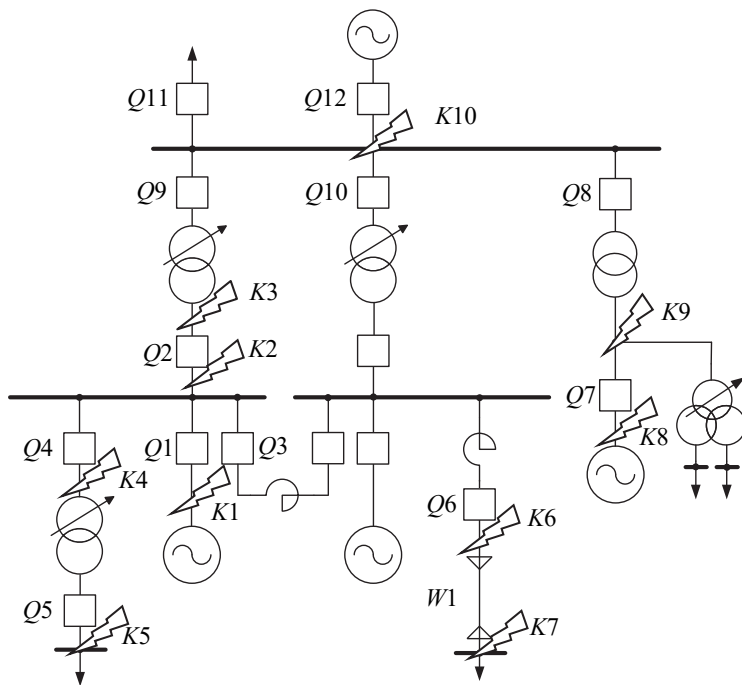


Рис. 15. Расчетные точки КЗ для выбора выключателей в схеме ТЭЦ смешанного типа

Указания к расчету токов КЗ для выбора оборудования

Выбираемый элемент	Расчетная точка КЗ	Примечание
$Q1$	$K1$ или $K2$	Выбирается точка, при КЗ в которой через выключатель протекает наибольший ток
$Q2$	$K3$	Выключатель $Q9$ отключен
$Q3$	$K2$	
$Q4$	$K4$	
$Q5$	$K5$	
$Q6$	$K6$	
$Q7$	$K8$ или $K9$	
$Q8... Q12$	$K10$	В РУ ≥ 35 кВ в целях удобства компоновки все оборудование (выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы и т. п.) выбирается однотипным и по суммарному току КЗ (току КЗ за выключателем тупикового присоединения $Q11$). В сетях с эффективно заземленной и глухозаземленной нейтралью необходим расчет как симметричного, так и однофазного КЗ
$W1$	$K6$	В соответствии с ПУЭ (п. 1.4.17) выбор сечения КЛ в пучке (рис. 16) производится по КЗ в конце пучка, т. е. в точке $K7$

Поясним некоторые особенности расчетных режимов, указанных в табл. 4. Во-первых, через выключатель $Q1$, установленный в цепи генератора, в случае возникновения КЗ в точке $K2$ (на сборных шинах ГРУ) протекает ток от генератора; в случае КЗ в точке $K1$ (на зажимах генератора) через выключатель протекает ток от энергосистемы и от всей остальной части электростанции. Эти токи не равны по своему значению, однако выключатель должен будет отключить наибольший из этих токов. Поэтому рассчитывают составляющие аварийного тока как от генератора, так и от энергосистемы и всей остальной части станции, а окончательный выбор выключателя $Q1$ по коммутационной способности производят по наибольшему значению тока КЗ. Все сказанное выше относится ко всем аппаратам в РУ с номинальным напряжением менее 35 кВ. В РУ 35 кВ и выше при КЗ в разных точках,

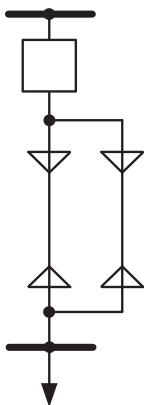


Рис. 16. Пучок из двух КЛ

строго говоря, токи через выключатели также проходят неодинаковые, однако в целях достижения удобства компоновки и строительства таких РУ все параметры оборудования выбирают одинаковыми, тем самым не учитывают эту особенность и рассчитывают все выключатели на отключения суммарного тока КЗ, т. е. тока за тупиковым присоединением – это будет самый большой отключаемый аварийный ток из всех возможных. Во-вторых, заметим, что приведенная на рис. 15 схема содержит замкнутый контур, образованный двумя трансформаторами связи, шинами ГРУ и РУ ВН. Можно показать, что через выключатель $Q2$ (и $Q3$) протекает наибольший аварийный ток в том случае, когда трансформатор связи отключен на стороне ВН че-

рез $Q9$, т. е. когда замкнутый контур оказывается разомкнутым. Размыкание замкнутого контура к тому же значительно облегчает расчет токов аварийного режима, так как исчезает необходимость делать преобразование из «треугольника» в «звезду» и обратно. Это обстоятельство учитывается и в других подобных случаях, когда в расчетной схеме имеется замкнутый контур.

Расчетная продолжительность КЗ принимается различной в зависимости от назначения расчета. Расчетное время КЗ τ для выбора выключателей по коммутационной способности определяется как сумма минимального времени действия защиты $t_{p3 \min} = 0,01$ с и собственно времени отключения выключателя $t_{c.o}$, так как в этих условиях выключателю приходится отключать наибольший возможный ток:

$$\tau = t_{p3 \min} + t_{c.o}. \quad (63)$$

Проверка на термическую стойкость требует вычисления импульса квадратичного тока КЗ за время отключения $t_{отк}$, равного сумме максимального времени действия основной защиты $t_{p3 \min}$ и полного времени отключения соответствующего выключателя $t_{п0}$. Время $t_{отк}$ соответствует, таким образом, наибольшей возможной продолжительности аварийного режима.

В большинстве случаев используют упрощенный метод расчета импульса квадратичного тока:

$$B_K = I_{п0}^2 (t_{отк} + T_a). \quad (64)$$

В отдельных случаях основная защита может отказать, поэтому целесообразно оценить термическую стойкость (и пожарную безопасность) также при действии резервной защиты. Это учитывается для генераторов мощностью более 60 МВт: за расчетное время действия защиты принимается время действия резервной защиты, равное приблизительно 4 с.

Если точные значения уставок РЗ на этапе проектирования неизвестны, целесообразно принять значение $t_{PЗ\ min}$ равным ориентировочно 0,1 с (см. также [15, § 3.10]), а для генераторных цепей мощных генераторов (более 60 МВт) 4 с. Значения $t_{п0}$ берутся из паспортных характеристик выключателей, намечаемых к установке в рассматриваемом участке схемы электростанции.

Расчетный вид КЗ определяют в зависимости от назначения расчета. Проверку на электродинамическую стойкость производят по трехфазному КЗ. При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ. При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций расчетным может быть также двухфазное КЗ, если оно обуславливает больший нагрев проводников и аппаратов, чем при трехфазном КЗ. В учебных целях проверка на термическую стойкость проводится только по трехфазному КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное (в сетях 110 кВ и выше) в зависимости от того, при каком виде КЗ ток имеет наибольшее значение. Если для выключателей задается разная коммутационная способность при трехфазных и однофазных КЗ, то проверку следует производить отдельно по каждому виду КЗ.

6.2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Методику расчетов тока трехфазного КЗ выбирают в зависимости от вида расчетной схемы и места расположения расчетной точки КЗ. Все многообразие случаев может быть сведено к трем характерным конечным схемам замещения:

- схема вида «система» для электрически удаленных источников, что справедливо для сетей 6-10 кВ, питаемых через реакторы, и для РУ повышенных напряжений;
- схема вида «генератор-система» для выбора аппаратов на генераторном напряжении;
- схема вида «система-двигатель», такую схему замещения составляют обычно для РУ 6 кВ с.н.

Методика расчета токов КЗ достаточно подробно рассматривается в курсе «Переходные процессы в электрических системах» и изложена в работе [8]. Поэтому ниже будут приведены лишь некоторые особенности расчетов.

На расчетной схеме электроустановки указываются номинальные параметры (напряжения, мощности, сопротивления) генераторов, трансформаторов, линий электропередачи, реакторов, т. е. элементов, сопротивления которых учитываются при расчетах токов КЗ.

Кроме того, на расчетной схеме указываются схемы соединения (группы) трансформаторов, заземление нейтралей для составления схемы замещения нулевой последовательности, и намечаются точки КЗ.

Для упрощения расчетов напряжение на шинах принимают равным среднему номинальному напряжению ступени $U_{\text{ср ном}}$: 6,3; 10,5; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 230; 340; 515 кВ.

Для выбранной точки составляют эквивалентную электрическую схему замещения, соответствующую расчетной схеме, но в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими.

Параметры схемы замещения при нескольких ступенях удобнее выразить в относительных базисных единицах и указать на схеме в виде дроби: в числителе указать обозначение сопротивления, а в знаменателе – его значение. После определения сопротивления всех элементов схемы замещения последняя преобразуется путем свертывания от источников питания к месту КЗ, к простейшему виду (одно-, двух- или трехлучевой звезде).

Активные и реактивные сопротивления элементов схемы замещения определяются следующим образом.

Система электроснабжения. Если задана мощность КЗ на шинах энергосистемы $S_{\text{КЗ}}$ или значение тока КЗ $I_{\text{КЗ}}$, то ее реактивное сопротивление x_c определяется по формуле

$$x_c = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}}. \quad (65)$$

В учебных целях активное сопротивление энергосистемы можно принять равным нулю.

Синхронный генератор. В первый момент нарушения режима индуктивное сопротивление синхронной машины x_{Γ} соответствует сверхпереходному сопротивлению x_d'' :

$$x_{\Gamma} = x_d''. \quad (66)$$

Активное сопротивление генератора r_{Γ} определяется по формуле

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{2\Gamma}}{2\pi f T_a^{(3)}}, \quad (67)$$

где $x_{2\Gamma}$ – индуктивное сопротивление обратной последовательности генератора; f – номинальная частота сети; $T_a^{(3)}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока трехфазного КЗ генератора.

Двухобмоточный трансформатор. Индуктивное сопротивление трансформатора x_{Γ} определяется по его паспортным параметрам – напряжению КЗ $u_{\text{к}}, \%$, номинальному напряжению $U_{\text{ном } \Gamma}$, к которому приводится сопротивление обмоток, и номинальной мощности $S_{\text{ном } \Gamma}$:

$$x_{\Gamma} = \frac{u_{\text{к},\%} U_{\text{ном } \Gamma}^2}{100 S_{\text{ном } \Gamma}}. \quad (68)$$

Активное сопротивление трансформатора r_{Γ} определяется по паспортному значению потерь КЗ $\Delta P_{\text{КЗ}}$:

$$r_{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} U_{\text{ном } \Gamma}^2}{S_{\text{ном } \Gamma}^2}. \quad (69)$$

Токоограничивающий реактор. Если индуктивное сопротивление реактора задано в виде относительного падения напряжения на реакторе при протекании через него номинального тока $x_p, \%$, то его индуктивное сопротивление x_p рассчитывается по формуле

$$x_p = \frac{x_{p,\%} U_{\text{ном } p}}{100\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном } p}}, \quad (70)$$

где $U_{\text{ном } p}$ и $I_{\text{ном } p}$ – соответственно номинальное напряжение и номинальный ток реактора.

Активное сопротивление реактора r_p определяется по паспортному значению активных потерь на фазу ΔP_p :

$$r_p = \frac{\Delta P_p}{I_{\text{ном } p}^2}. \quad (71)$$

Линии электропередачи. Индуктивное сопротивление ЛЭП $x_{\text{ЛЭП}}$ определяется по формуле

$$x_{\text{ЛЭП}} = \frac{x_{\text{пог}} L_{\text{ЛЭП}}}{n_{\text{ЛЭП}}}, \quad (72)$$

где $x_{\text{пог}}$ – погонное индуктивное сопротивление линии; $L_{\text{ЛЭП}}$ – длина ЛЭП; $n_{\text{ЛЭП}}$ – число параллельно работающих ЛЭП.

Активное сопротивление ЛЭП определяется аналогично через заданное погонное активное сопротивление $r_{\text{пог}}$:

$$r_{\text{ЛЭП}} = \frac{r_{\text{пог}} L_{\text{ЛЭП}}}{n_{\text{ЛЭП}}}, \quad (73)$$

где $r_{\text{пог}}$ – погонное активное сопротивление линии.

Трехобмоточный (авто)трансформатор. Схема замещения трехобмоточного трансформатора представляет собой трехлучевую звезду.

Реактивные сопротивления ее лучей $x_{T В}, x_{T С}, x_{T Н}$ определяются по формулам:

$$\left\{ \begin{array}{l} x_{\Gamma \text{ B}} = \frac{u_{\text{K,B},\%} U_{\text{НОМ Т}}^2}{100 S_{\text{НОМ Т}}}, \\ x_{\Gamma \text{ C}} = \frac{u_{\text{K,C},\%} U_{\text{НОМ Т}}^2}{100 S_{\text{НОМ Т}}}, \\ x_{\Gamma \text{ H}} = \frac{u_{\text{K,H},\%} U_{\text{НОМ Т}}^2}{100 S_{\text{НОМ Т}}}, \end{array} \right. \quad (74)$$

ГДЕ

$$\left\{ \begin{array}{l} u_{\text{K,B},\%} = 0,5(u_{\text{K,B-C},\%} + u_{\text{K,B-H},\%} - u_{\text{K,C-H},\%}), \\ u_{\text{K,C},\%} = 0,5(u_{\text{K,B-C},\%} + u_{\text{K,C-H},\%} - u_{\text{K,B-H},\%}), \\ u_{\text{K,H},\%} = 0,5(u_{\text{K,B-H},\%} + u_{\text{K,C-H},\%} - u_{\text{K,B-C},\%}). \end{array} \right. \quad (75)$$

Активные сопротивления лучей $r_{\Gamma \text{ B}}, r_{\Gamma \text{ C}}, r_{\Gamma \text{ H}}$ определяются по формулам

$$\left\{ \begin{array}{l} r_{\Gamma \text{ B}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ B}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \\ r_{\Gamma \text{ C}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ C}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \\ r_{\Gamma \text{ H}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ H}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \end{array} \right. \quad (76)$$

ГДЕ

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{\text{КЗ B}} = 0,5(\Delta P_{\text{КЗ B-C}} + \Delta P_{\text{КЗ B-H}} - \Delta P_{\text{КЗ C-H}}), \\ \Delta P_{\text{КЗ C}} = 0,5(\Delta P_{\text{КЗ B-C}} + \Delta P_{\text{КЗ C-H}} - \Delta P_{\text{КЗ B-H}}), \\ \Delta P_{\text{КЗ H}} = 0,5(\Delta P_{\text{КЗ B-H}} + \Delta P_{\text{КЗ C-H}} - \Delta P_{\text{КЗ B-C}}). \end{array} \right. \quad (77)$$

В приведенных выше формулах $u_{к,в-с, \%}$, $u_{к,в-н, \%}$, $u_{к,с-н, \%}$ представляют собой напряжения КЗ для соответствующих пар обмоток трехобмоточного трансформатора. Величины $\Delta P_{КЗ в-с, \%}$, $\Delta P_{КЗ в-н, \%}$, $\Delta P_{КЗ с-н, \%}$ соответствуют потерям КЗ для тех же пар обмоток трехобмоточного трансформатора.

Современные трехобмоточные трансформаторы выполняются с одинаковой мощностью всех обмоток, поэтому предварительных преобразований для использования вышеприведенных формул не требуется. Однако обмотки трехобмоточных АТ имеют неодинаковую мощность. В паспортных данных значения $u_{к, \%}$ для каждой пары обмоток АТ отнесены к его номинальной мощности $S_{НОМ АТ}$, поэтому реактивные сопротивления обмоток АТ рассчитываются так же, как и трехобмоточного трансформатора, т. е. по формулам (74) и (75).

Значение мощности потерь КЗ обмоток на стороне ВН и СН у АТ ($\Delta P_{КЗ в-с}$) отнесено к $S_{НОМ АТ}$. Значения же мощности потерь КЗ между обмотками ВН и НН ($\Delta P_{КЗ в-н}^{(Н)}$) и СН и НН ($\Delta P_{КЗ с-н}^{(Н)}$) отнесены к номинальной мощности обмотки НН АТ $S_{НОМ НН}$.

Поэтому для расчета активных сопротивлений обмоток АТ необходимо значения $\Delta P_{КЗ в-н}^{(Н)}$ и $\Delta P_{КЗ с-н}^{(Н)}$ предварительно привести к номинальной мощности АТ по формулам

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{КЗ в-н} = \frac{\Delta P_{КЗ в-н}^{(Н)}}{\alpha_{НН}^2}, \\ \Delta P_{КЗ с-н} = \frac{\Delta P_{КЗ с-н}^{(Н)}}{\alpha_{НН}^2}, \\ \alpha_{НН} = \frac{S_{НОМ НН}}{S_{НОМ АТ}}. \end{array} \right. \quad (78)$$

В частном случае, когда номинальная мощность обмотки НН АТ $S_{\text{НОМ НН}}$ равна типовой мощности $S_{\text{ТИП АТ}}$, значение $\alpha_{\text{НН}}$ равно коэффициенту выгоды АТ $K_{\text{ВЫГ}}$:

$$\alpha_{\text{НН}} = \frac{S_{\text{НОМ НН}}}{S_{\text{НОМ АТ}}} = \frac{S_{\text{ТИП АТ}}}{S_{\text{НОМ АТ}}} = K_{\text{ВЫГ}}. \quad (79)$$

После преобразований по формуле (78) активные сопротивления обмоток АТ определяются по (76) и (78).

Определение начального значения периодической составляющей тока КЗ $I_{\text{П}0}$ по известной итоговой схеме замещения сводится к закону Ома.

Определение значения $I_{\text{П}0}$ при расчете в относительных единицах выполняется по формуле

$$I_{\text{П}0} = \frac{E''}{x_{\text{рез}^*}} I_{\text{б}}, \quad (80)$$

где E'' – ЭДС источника, о.е.; $x_{\text{рез}^*}$ – результирующее реактивное сопротивление цепи (луча) КЗ, о.е.; $I_{\text{б}}$ – базисный ток, кА.

Значение ЭДС источника принимается равным 1 для энергосистемы и генераторов, подключенных непосредственно к сборным шинам ГРУ (тем самым учитывается местная нагрузка ТЭЦ). Для генераторов блоков значение ЭДС рассчитывается по формуле

$$E'' = \sqrt{(1 + x_d'' \sin \varphi_{\Gamma})^2 + (x_d'' \cos \varphi_{\Gamma})^2} \approx 1 + x_d'' \sin \varphi_{\Gamma}. \quad (81)$$

При расчетах в именованных единицах

$$I_{\text{П}0} = \frac{E_{\text{ф}}}{x_{\text{рез}}} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot x_{\text{рез}}}, \quad (82)$$

где $E_{\text{ф}}$ – значение фазной эквивалентной ЭДС, кВ; E – значение линейной эквивалентной ЭДС, кВ.

Однофазные КЗ могут возникать только в сетях 110 кВ и выше с заземленными нейтралями. Они, как правило, имеют большую удален-

ность от генераторов, так как генераторы связаны с такими сетями через повышающие трансформаторы, имеющими значительное сопротивление.

Значение тока КЗ в поврежденной фазе определяется по формуле

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{3E_{\text{ф}}}{x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}}}, \quad (83)$$

где $x_{1\text{рез}}$, $x_{2\text{рез}}$ и $x_{0\text{рез}}$ – результирующие реактивные сопротивления соответственно прямой, обратной и нулевой последовательностей относительно точки КЗ.

Возможны следующие соотношения токов при однофазных и трехфазных КЗ:

$$0 \leq I_{\text{к}}^{(1)} / I_{\text{к}}^{(3)} \leq 1,5.$$

Поскольку зачастую $x_{1\text{рез}} \approx x_{2\text{рез}}$, то при $x_{0\text{рез}} < x_{1\text{рез}}$ ток однофазного КЗ превышает ток трехфазного КЗ.

Для ЛЭП индуктивные сопротивления определяется по соотношениям, приведенными в табл. 5.

Т а б л и ц а 5

Соотношение индуктивных сопротивлений прямой и нулевой последовательности ЛЭП

Характеристика линии	x_0/x_1
Одноцепная линия без заземленных тросов	3,5
То же со стальными заземленными тросами	3,0
То же с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов	2,0
Двухцепная линия без заземленных тросов	5,5
То же со стальными заземленными тросами	4,7
То же с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов	3,0

Активные сопротивления нулевой последовательности ЛЭП определяются по формуле

$$r_{\text{ЛЭП}0} = r_{\text{ЛЭП}} + \frac{r_{\text{пог}0} L_{\text{ЛЭП}}}{n_{\text{ЛЭП}}}, \quad (84)$$

где $r_{\text{ЛЭП}}$ – активное сопротивление ЛЭП прямой последовательности, определенное по формуле (73); $r_{\text{пог}0}$ – погонное активное сопротивление нулевой последовательности. В учебных целях ради упрощения можно принять $r_{\text{пог}0} = 0,15 \text{ Ом/км}$.

Сопротивление нулевой последовательности энергосистемы x_{c0} может быть как больше, так и меньше ее сопротивления прямой последовательности x_{c1} . В учебных целях ради упрощения можно принять

$$x_{c0} = (0,7 \dots 0,9)x_{c1}. \quad (85)$$

Сопротивление нулевой последовательности трансформаторов определяется режимом заземления их нейтралей. Для ограничения тока однофазного КЗ применяют (там, где это допустимо) разземление части нейтралей трансформаторов в основном в сетях 110 кВ, реже 220 кВ. При разземлении нейтраль защищается ограничителем перенапряжений (ОПН). Возможность длительной работы с разземленной нейтралью трансформаторов того или иного типа с обмотками высшего напряжения 110...220 кВ определяется по ГОСТ 12965–85 и ГОСТ 17544–85 в разделе «Технические требования». В учебных целях при составлении схемы замещения нулевой последовательности и расчете тока однофазного КЗ в сетях 110–220 кВ можно принять, что на проектируемой электростанции заземлено до половины нейтралей повышающих трансформаторов.

Разземление нейтралей АТ не допускается из-за электрической связи обмоток СН и ВН. Не разземляют также нейтралы трансформаторов 330 кВ и выше, так как существующие ОПН не обеспечивают защиту изоляции разземленной нейтрали таких трансформаторов.

Определение ударного тока КЗ сводится к нахождению ударного коэффициента k_y , зависящего от T_a :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}0} k_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п}0} \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right). \quad (86)$$

Значения T_a и k_y рассчитываются по известным значениям реактивных и активных сопротивлений элементов схемы замещения. Значение T_a для симметричного КЗ определяется как

$$T_a = \frac{x_{1\text{рез}}}{\omega r_{1\text{рез}}}, \quad (87)$$

где $\omega = 2\pi f$ – круговая частота сети; $r_{1\text{рез}}$ – результирующее активное сопротивление прямой последовательности относительно точки КЗ.

Для однофазного КЗ:

$$T_a = \frac{x_{1\text{рез}} + x_{2\text{рез}} + x_{0\text{рез}}}{\omega(r_{1\text{рез}} + r_{2\text{рез}} + r_{0\text{рез}})}, \quad (88)$$

где $r_{2\text{рез}}$ и $r_{0\text{рез}}$ – результирующие активные сопротивления соответственно обратной и нулевой последовательности относительно точки КЗ.

6.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ ДЛЯ ЛЮБОГО МОМЕНТА ВРЕМЕНИ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА КЗ

Значения периодической и аperiodической составляющих тока КЗ для времени $t > 0$ необходимо знать для выбора коммутационной аппаратуры.

Расчетное время, для которого требуется определять токи КЗ, вычисляется как $\tau = 0,01 + t_{\text{с.о}}$, где $t_{\text{с.о}}$ – собственное время отключения выключателя (см. также [14, § 3.9]). Для современных выключателей оно не превышает 0,1 с.

Периодическая составляющая тока КЗ от генератора к моменту времени τ определяется с помощью метода типовых кривых (рис. 17). Для этого вычисляют кратность начального значения периодической составляющей тока КЗ по отношению к его номинальному току, приведенному к той ступени напряжения, где находится точка КЗ: $I_{\text{п}0\Gamma} / I'_{\text{ном}}$ – по этому значению находят нужную кривую и по ней для $t = \tau$ определяют кратность искомого тока по отношению к начальному значению $\gamma_\tau = I_{\text{п}\tau\Gamma} / I_{\text{п}0\Gamma}$. Тогда

$$I_{\text{п}\tau\Gamma} = \gamma_\tau I_{\text{п}0\Gamma}. \quad (89)$$

При значении отношения $I_{\text{п}0\Gamma} / I'_{\text{ном}\Gamma}$ можно считать $I_{\text{п}\tau\Gamma} = I_{\text{п}0\Gamma} = \text{const}$ (удаленная точка).

Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях, когда точка КЗ находится на выводах генераторов или на небольшой удаленности от них, например, за трансформаторами связи или блоков. Все генераторы, находящиеся за двумя трансформаторами, можно считать удаленными от точки КЗ, их следует объединить с системой и считать напряжение неизменным по амплитуде. Расчетные (типовые) кривые справедливы для турбогенераторов мощностью от 12,5 до 800 МВт, гидрогенераторов до 500 МВт и всех крупных синхронных компенсаторов.

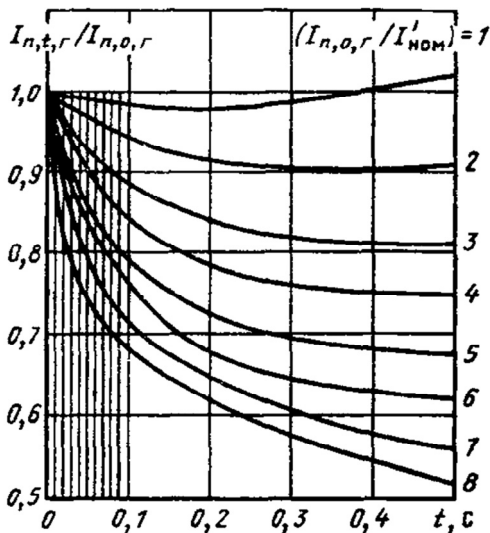


Рис. 17. Типовые кривые определения затухания периодической составляющей тока КЗ

Аналитические расчеты тока КЗ от синхронной машины в произвольный момент времени при несимметричном КЗ также рекомендуется выполнять с использованием метода типовых кривых. При этом расчеты целесообразно вести в следующем порядке:

- 1) по исходной расчетной схеме составить эквивалентные схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности;
- 2) с помощью преобразований привести схемы к простейшему виду и определить начальное действующее значение тока прямой последовательности $I_{1п0*}$:

$$I_{1П0*} = \frac{E_*}{x_{1рез*} + \Delta x_{рез*}^{(n)}}; \quad (90)$$

3) определить значение величины $I_{1П0} \Gamma^* / I'_{НОМ} \Gamma^*$, характеризующей электрическую удаленность расчетной точки КЗ от синхронной машины;

4) выбрать необходимую типовую кривую, и для заданного момента времени определить коэффициент γ_T ;

Т а б л и ц а 6

Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Источник	$I_{П0}$, кА	$I_{Пт}$, кА	i_y , кА	$i_{a, т}$, кА	$I_{П0}^{(1)}$, кА
К1 шины 110 кВ	G1, G2	2,2	2	6,04	1,94	-
	G3	2,21	2,01	6,12	2,38	-
	Система	9,67	9,67	22,08	0,69	-
	Суммарное значение	14,08	13,68	34,24	5,01	9,93
К2 шины 10,5 кВ	G2	28,3	20,4	78,4	27,93	-
	Система + G1, G2	32	27,8	85,2	15,3	-
	Суммарное значение	60,3	48,2	163,6	43,23	-

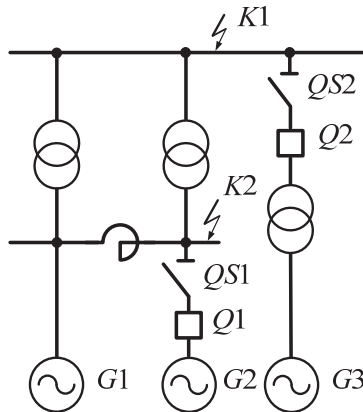


Рис. 18. Упрощенная схема к примеру расчета токов КЗ

5) определить искомое значение периодической составляющей несимметричного тока КЗ от генератора в нужный момент времени:

$$I_{\Pi \tau^*} = m^{(n)} \gamma_{\tau} I_{\Pi 0^*}. \quad (91)$$

В формуле (91) коэффициент $m^{(n)}$ учитывает вид несимметричного КЗ, для однофазного КЗ этот коэффициент равен 3. В учебных целях для упрощения расчетов затуханием тока однофазного КЗ можно пренебречь.

Апериодическая составляющая тока КЗ изменяется по экспоненциальному закону с постоянной времени T_a , определяемой соотношением индуктивного и активного сопротивлений конечной схемы:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0} e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (92)$$

Результаты расчета токов КЗ удобно свести в итоговую таблицу, что существенно облегчает их использование и позволяет обнаружить грубые ошибки путем анализа полученных результатов. Возможный вариант представлен в виде табл.6 для схемы ТЭЦ – $(2 \times 63 + 1 \times 120)$ МВт (рис. 18).

7. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ

7.1. ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Выключатели предусматриваются во всех цепях схемы, где необходимо коммутировать ток. Из соображений удобства компоновки и эксплуатации РУ 35 кВ и выше во всех цепях устанавливаются одинаковые выключатели, разъединители и трансформаторы тока, которые выбираются по суммарному току КЗ на сборных шинах (за выключателем тупикового присоединения) и по максимальному рабочему току наиболее мощного присоединения в утяжеленном режиме.

При выборе выключателя согласно ГОСТ Р 52565–2006 необходимо учесть 12 различных параметров. При учебном проектировании допустимо производить выбор выключателей по важнейшим параметрам.

Условия выбора выключателей:

– номинальное напряжение электроустановки $U_{уст}$ меньше или равно номинальному напряжению $U_{ном}$ выключателя;

– ток утяжеленного режима $I_{утж}$ меньше или равен номинальному току $I_{ном}$ выключателя (порядок определения $I_{утж}$ указан далее);

– ударный ток КЗ i_y , определенный по формуле (86), меньше или равен амплитудному значению тока электродинамической стойкости $i_{эл\ max}$;

– импульс квадратичного тока КЗ B_k , рассчитанный по формуле (64), меньше или равен номинальному импульсу квадратичного тока, определяемому квадратом тока термической стойкости $I_{тер}$ и временем его протекания $t_{тер}$, т. е. $I_{тер}^2 t_{тер}$;

– действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент τ расхождения контактов $I_{п\ \tau}$, найденное по формулам (89)

или (91), меньше или равно номинальному току отключения выключателя $I_{\text{отк.ном}}$;

– аperiodическая составляющая тока КЗ в момент времени τ , определенная по формуле (92), меньше или равна нормированному значению аperiodической составляющей в отключаемом токе

$$i_{a \text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} I_{\text{отк.ном}} / 100.$$

Здесь $\beta_{\text{ном}}$ – номинальное относительное содержание периодической составляющей (в процентах). При $\tau > 70$ мс значение $\beta_{\text{ном}}$ следует считать равным нулю. При отсутствии каталожных данных значение $\beta_{\text{ном}}$ можно определять по зависимости $\beta_{\text{ном}} = f(\tau)$, приведенной в ГОСТ Р 52565–2006, или по формуле

$$\beta_{\text{ном}} = e^{-\frac{\tau}{0,045}}; \quad (93)$$

– в случае невыполнения предыдущего условия, но при выполнении условия $I_{\text{п}\tau} \leq I_{\text{отк.ном}}$ допускается проводить проверку выключателя на способность отключить полный ток КЗ к моменту τ : полный ток отключения к моменту τ , равный $\sqrt{2} \cdot I_{\text{п}\tau} + i_{a \tau}$, должен быть меньше или равен номинальному асимметричному току отключения, определяемому как $\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк.ном}} (1 + \beta_{\text{ном}} / 100)$;

– номинальный ток включения выключателя $I_{\text{вкл.ном}}$ должен быть больше или равен току КЗ в начальный момент времени $I_{\text{п}0}$;

– ударный ток КЗ i_y должен быть меньше или равен наибольшему допустимому пику тока включения выключателя $i_{\text{вкл.ном}}$.

В соответствии с ПУЭ (см. п. 1.4.19) генераторные выключатели, установленные на стороне генераторного напряжения, должны проверяться на включающую способность при несинхронном включении генератора в условиях противофазы. Однако в учебных целях ради упрощения этим режимом допустимо пренебречь.

Поскольку тяжесть отключения определяется не только током, но и напряжением, выключатели должны быть проверены по восстанавливаемому напряжению на его контактах, однако в учебных целях ради упрощения эту проверку также допускается не проводить.

Особое внимание следует уделить выбору номинального тока выключателя и электрооборудования в целом. Различают четыре режима работы электроустановок: нормальный режим, ремонтный, послеаварийный и аварийный. Первые три режима являются продолжительными, четвертый – кратковременный.

В нормальном режиме электроустановка функционирует в соответствии с запроектированными параметрами, с графиком нагрузки, без перегрузки элементов и когда в электроустановке нет вынужденно отключенных по той или иной причине элементов.

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов, которые, как правило, проводятся в период снижения нагрузки, а также при других благоприятных факторах. В этом режиме возможна повышенная продолжительная нагрузка оставшихся в работе элементов электроустановки, резервирующих ремонтируемые элементы.

Послеаварийный режим – это режим замены или внеочередного ремонта отказавшего при аварийном режиме оборудования. В этом режиме возможна повышенная продолжительная нагрузка оставшихся в работе элементов электроустановки, резервирующих отказавшие элементы.

Аварийный режим – это режим, вызванный внезапным нарушением нормального режима вследствие КЗ, обрывов фаз, асинхронном ходе и т.п. Электрические аппараты и проводники должны быть динамически и термически стойки при различных аварийных режимах.

В общем случае при выборе аппаратов и проводников должны соблюдаться следующие условия:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном}}; \quad (94)$$

$$K_{\text{п}} I_{\text{ном}} \geq \max(I_{\text{пав}}, I_{\text{рем}}) = I_{\text{утж}}, \quad (95)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток аппарата (проводника); $I_{\text{ном}}$ – ток, проходящий по аппарату (проводнику) в нормальном режиме; $I_{\text{пав}}$ – ток, проходящий по аппарату (проводнику) в наиболее тяжелом послеаварийном режиме; $I_{\text{рем}}$ – ток, проходящий по аппарату (проводнику) в наиболее тяжелом ремонтном режиме; $K_{\text{п}}$ – нормированный коэффициент возможной длительной перегрузки аппарата (проводника).

Обычно для выключателей $K_{\Pi} = 1$, и тогда условие выбора номинального тока приобретает вид

$$I_{\text{ном}} \geq \max(I_{\text{норм}}, I_{\text{пав}}, I_{\text{рем}}) = I_{\text{утж}}. \quad (96)$$

Далее приведены формулы для расчета максимальных рабочих токов (токов утяжеленного режима) различных электроустановок.

Цепи генераторов. Генераторы допускают длительную перегрузку по току статора на 5 % при снижении напряжения на 5 %:

$$I_{\text{утж Г}} = 1,05I_{\text{ном Г}}. \quad (97)$$

Цепи ВН блочных трансформаторов. Ток на стороне ВН трансформаторов блоков определяется исходя из номинальной мощности генератора, подключенного к стороне НН этого трансформатора:

$$I_{\text{утж ТБ}} = \frac{S_{\text{ном Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}. \quad (98)$$

Цепи (авто)трансформаторов связи. Токи на сторонах смежных напряжений (авто)трансформаторов связи определяются исходя из максимальных перегеток мощности $S_{\text{пер max}}$, рассчитанных на этапе выбора номинальной мощности этих (авто)трансформаторов:

$$I_{\text{утж(А)ТС}} = \frac{S_{\text{пер max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}. \quad (99)$$

Цепи линий связи с энергосистемой или потребителями. Токи утяжеленного режима рассчитываются исходя из предположения отключения одной из $n_{\text{ЛЭП}}$ параллельно работающих линий в режиме передачи максимальной мощности энергосистеме или потребителю $S_{\text{ЛЭП max}}$:

$$I_{\text{утж ЛЭП}} = \frac{S_{\text{ЛЭП max}}}{(n_{\text{ЛЭП}} - 1)\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}. \quad (100)$$

Поскольку в РУ 35 кВ и выше все аппараты принимаются однотипными, номинальный ток выключателя в пределах такого РУ неза-

висимо от его места установки (в цепи ЛЭП, АТС и т. п.) должен быть не меньше наибольшего из токов утяжеленного режима всех присоединений.

В некоторых случаях возможно возникновение затруднений при выборе выключателей генераторного напряжения для установки в цепях мощных генераторов, так как токи аварийного режима в этих цепях очень велики. СП ТЭС в таких случаях допускает установку выключателей нагрузки, если по коммутационной способности подобрать выключатель не удастся. Однако современная отечественная и зарубежная промышленность производит вакуумные и элегазовые выключатели для отключения больших аварийных токов в цепях мощных генераторов. Примером таких современных коммутационных аппаратов являются отечественные выключатели серии ВГТ, параметры которых приведены в приложении 1.

Наконец, следует учесть, что заводами-изготовителями значение $I_{\text{ном}}$ для того или иного электроаппарата или проводника указывается для определенной температуры окружающей среды, эту температуру называют номинальной $\Theta_{\text{ном}}$. Значение $\Theta_{\text{ном}}$ для аппаратов составляет 35 °С, при этом предполагается, что аппарат расположен на воздухе. Для проводников (шин, проводов, кабельных линий) $\Theta_{\text{ном}}$ равна 25 °С, если проводник расположен на воздухе, и 15°С, если проводник расположен в земле или в воде [7]. Если действительная температура воздуха $\Theta_{\text{окр}}$, окружающего электроаппарат, существенно отличается от $\Theta_{\text{ном}}$, то номинальный ток аппарата должен быть пересчитан по выражению

$$I_{\Theta} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{окр}}}{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{ном}}}}, \quad (101)$$

где I_{Θ} – значение номинального тока, соответствующего действительной температуре окружающей среды; $\Theta_{\text{доп}}$ – наименьшая допустимая температура отдельных частей аппарата. В учебных целях эту величину можно принять равной 70 °С, так как это максимально допустимая температура для неизолированных проводников, составляющих конструкцию аппарата (см. ПУЭ, п. 1.3.22).

Учитывая численные значения $\Theta_{\text{ном}}$ и $\Theta_{\text{доп}}$, из выражения (101) для электроаппаратов получаем

$$I_{\Theta} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{70 - \Theta_{\text{окр}}}{70 - 35}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{70 - \Theta_{\text{окр}}}{35}}. \quad (102)$$

При снижении температуры окружающего воздуха значение I_{Θ} становится больше $I_{\text{ном}}$, при этом рассчитанное для этих условий по формуле (102) значение I_{Θ} для аппаратов не должно превышать $I_{\text{ном}}$ более чем на 20 %, т. е. должно соблюдаться условие $I_{\Theta} \leq 1,2 I_{\text{ном}}$

Пересчет значения $I_{\text{ном}}$ для сборных шин и воздушных линий электропередачи при различных температурах окружающей среды также производится по формуле (101), при этом значения $\Theta_{\text{ном}}$ и $\Theta_{\text{доп}}$ принимаются равным 25 и 70 °С соответственно.

Условия нагрева и охлаждения кабельных линий существенно отличаются от одноименных условий проводников и аппаратов, расположенных на открытом воздухе, поэтому определение $I_{\text{ном}}$ для кабельных линий осуществляется с помощью специальных поправочных коэффициентов, учитывающих эти условия, и будет рассмотрено далее в разделе 7.4.

7.2. ВЫБОР РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Разъединители не предназначены для коммутации цепей с током, а потому выбираются только по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же условиям и значениям, что и выключатели.

Разъединители, так же как и выключатели, устанавливаются во всех цепях схемы, где нет других средств подачи и снятия напряжения. А именно: в линиях электропередачи и секционных реакторах – с обеих сторон выключателя; в цепях генераторов и трансформаторов – с одной стороны выключателя; при двойной системе сборных шин предусматривается развилка разъединителей со стороны сборных шин. В ячейках КРУ 6-10 кВ собственных нужд и местной нагрузки вместо разъединителей применяются втычные контакты.

7.3. ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Измерительные трансформаторы тока предусматриваются во всех цепях схемы, где необходимо измерять токи в цепях коммерческого учета, а также для подключения цепей релейной защиты и автоматики. Трансформаторы тока, как правило, устанавливаются в паре (рядом) с выключателями в виде отдельных выносных или встроенных в выключатели (серия ТВ).

Наибольшее количество трансформаторов тока (4-8 комплектов) предусматривается в цепях генераторов. Особое внимание следует уделить трансформаторам тока, устанавливаемым в нулевые выводы генератора. В зависимости от конструкции обмоток генератора и его номинального тока применяется несколько вариантов их установки.

Обмотки статора турбогенератора, как правило, соединяют по схеме «звезда». Соединение по схеме «треугольник» применяется в редких случаях для машин небольшой мощности и потому далее не рассматривается. У некоторых турбогенераторов обмотка статора одинарная, без параллельных ветвей (рис. 19, *а*). В большинстве случаев обмотка каждой фазы состоит из двух параллельных ветвей с отдельными выводами с обеих сторон. При этом соединение в «звезду» выполняют отдельно для каждой ветви (рис. 19, *б*, *в*), и обе нулевые точки соединяют между собой через измерительный трансформатор тока TA_0 , используемый для защиты обмотки статора от витковых замыканий (такая защита получила название поперечной дифференциальной защиты генератора и подробно рассматривается в курсе «Релейная защита и автоматизация энергосистем»). Турбогенератор 1200 МВт типа ТВВ-1200 шестифазный с двумя отдельными трехфазными обмотками, угол между векторами ЭДС одноименных фаз этих обмоток составляет 30° . Генератор такой конструкции подключается к блочному трансформатору, имеющему расщепленную обмотку НН, при этом одна из обмоток НН соединяется в «звезду», а другая в «треугольник», чтобы устранить фазовый сдвиг одноименных фаз, см. рис. 1, *е*. Каждая отдельная обмотка статора включается так, как показано на рис. 19, *в*.

Если трансформаторы тока подключены по схемам, изображенным на рис. 19, *а* или 19, *б*, то все они и на линейных, и на нулевых выводах генератора имеют один и тот же коэффициент трансформации и номинальный ток. Если трансформаторы тока соединены согласно схеме, изображенной на рис. 19, *в*, то коэффициенты трансформации и номинальные токи в линейных и нулевых выводах отличаются в два раза.

В табл.7 приведены сведения о трансформаторах тока, предназначенных к установке в цепях генераторов разной конструкции.

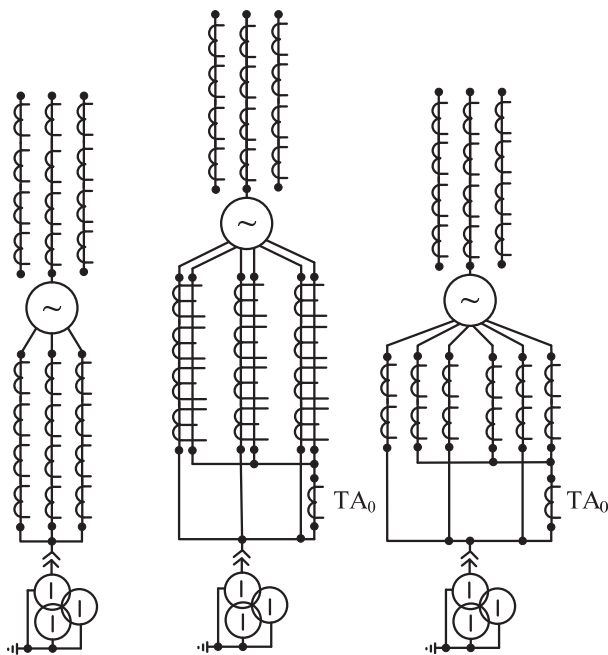


Рис. 19. Варианты подключения трансформаторов тока в цепях генератора при различном исполнении его обмоток:

a – одинарная обмотка статора генератора; $b, в$ – расщепленные обмотки статора генератора на две параллельные ветви

Количество трансформаторов тока на линейных выводах в блоках равно восьми, на ГРУ ТЭЦ – четырем.

На стороне ВН всех силовых трансформаторов установлены встроенные трансформаторы тока (серия ТВТ). У автотрансформаторов встроенные трансформаторы тока предусмотрены со всех трех сторон. Место установки и число трансформаторов тока, встроенных во вводы силовых трансформаторов 110-150 кВ, а также их коэффициенты трансформации определяются по ГОСТ 12965–85, п. 2.3.2. Место установки и число трансформаторов тока, встроенных во вводы силовых

Параметры ТТ для установок в цепях генераторов различной конструкции

Тип ТТ	Тип обмотки статора по рис. 19	Линейные выводы		Нулевые выводы			Поперечная диффазита	
		Тип ТТ	K_f	Тип ТТ	K_f	Количество стово	Тип	K_f
ТВС-32	<i>б</i>	ТШЛ	3 000/5	ТШЛ	3 000/5	2	ТШЛО	1500/5
ТВФ-63; 6,3 кВ	<i>б</i>	ТШЛ	10 000/5	ТШЛ	10 000/5	2	ТШЛО	1500/5
ТВФ-63; 10,5 кВ	<i>б</i>	ТШЛ	6 000/5	ТШЛ	6 000/5	2	ТШЛО	1500/5
ТВФ-120	<i>б</i>	ТШЛ	10 000/5	ТШЛ	10 000/5	2	ТШЛО	1500/5
ТВВ-160	<i>а</i>	ТШ	8 000/5	ТШ	8 000/5	4	—	—
ТВВ-200-М	<i>б</i>	ТШ	10 000/5	ТШ	10 000/5	4	ТШЛО	1500/5
ТВВ-200-2	<i>б</i>	ТШ	10 000/5	ТШ	10 000/5	4	ТШЛО	1500/5
ТВВ-220-2	<i>б</i>	ТШ	10 000/5	ТШ	10 000/5	4	ТШЛО	1500/5
ТВВ-300	<i>б</i>	ТШ	12 000/5	ТШ	12 000/5	4	ТШЛО	1500/5
ТВВ-320	<i>б</i>	ТШ	12 000/5	ТВГ	6 000/5	2	ТШЛО	1500/5
ТВВ-500	<i>б</i>	ТШ	20 000/5	ТШ	20 000/5	3	ТШЛО	1500/5
ТВВ-500-2	<i>б</i>	ТШ	20 000/5	ТВГ	10 000/5	3	ТШЛО	1500/5
ТВМ-500	<i>а</i>	ТШ	12 000/5	ТШ	12 000/5	4	—	—
ТВВ-800-2	<i>б</i>	ТШВ	28 000/5	ТВГ	14 000/5	3	ТШЛО	2500/5
ТВВ-1000-4	<i>б</i>	ТШВ	30 000/5	ТВГ	15 000/5	3	ТШЛО	2500/5
ТВВ-1200-2	Две обмотки (рис. 19, е)	ТШ (ТШВ)	20 000/5 (24 000/5)	ТВГ	10 000/5 (12 000/5)	3	ТШЛО	1500/5

трансформаторов 220-750 кВ, а также их коэффициенты трансформации определяются по ГОСТ 17544–85, п. 2.5.2.

Условия выбора трансформаторов тока те же, что и у разъединителей, т. е. по напряжению, току, динамической и термической стойкости, поскольку они включаются в электрическую цепь последовательно. Кроме того, трансформаторы тока выбирают по классу точности и проверяют по допустимой нагрузке измерительных приборов $Z_{\text{ном}} \geq Z_{\text{нг}}$.

Измерительные трансформаторы напряжения устанавливаются в узлах схемы, где есть необходимость замера напряжения в целях учета электроэнергии и для подключения цепей релейной защиты и автоматики. Прежде всего, они установлены на каждой системе сборных шин, а если они секционированы, то на каждой секции. Кроме того, трансформаторы напряжения устанавливаются на выводах генераторов, в ЛЭП 330 кВ и выше, а также между генераторным выключателем и трансформатором блока для контроля напряжения при синхронизации генератора и питания трансформатора собственных нужд при пуске и остановке блока.

Условия выбора трансформаторов напряжения:

- номинальное первичное напряжение;
- тип и схема соединения обмоток – в зависимости от назначения;
- класс точности – в соответствии с классом измерительных приборов и допустимой нагрузкой $S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}}$;
- нагрузка вторичных цепей.

7.4. ВЫБОР ЛИНЕЙНЫХ РЕАКТОРОВ И СЕЧЕНИЙ КЛ НАГРУЗКИ ГРУ ТЭЦ

Как правило, потребители на генераторном напряжении ТЭЦ относятся к потребителям первой и второй категории надежности, а потому должны питаться от проектируемой электростанции двумя линиями. Нагрузки первой категории допускают лишь кратковременное отключение: на время действия автоматических устройств по восстановлению электроснабжения. Потребители второй категории могут отключаться на время восстановления питания обслуживающим персоналом: на время оперативных переключений. При одиночной системе сборных шин линии потребителей как первой, так и второй категории присоединяются к разным секциям шин. При двойной системе сборных

шин линии потребителей второй категории могут подключаться к одной секции, так как при ее потере электроснабжение восстанавливается путем переключения цепей на резервную систему шин.

На генераторном напряжении ТЭЦ для ограничения токов КЗ широко применяют секционные и линейные реакторы и реже – раздельную работу генераторов. Поскольку аппараты, сборные шины и КЛ должны быть стойкими к воздействию токов КЗ, снижение уровня аварийных токов способствует удешевлению распределительной сети (устанавливаются более дешевые выключатели, КЛ выполняются проводом меньшего сечения – снижается расход материалов).

Секционные реакторы ограничивают уровень токов КЗ во всей сети генераторного напряжения, включая сборные шины ГРУ. Линейные реакторы – только в распределительной сети.

В случае большого числа отходящих от ГРУ линий с малой пропускной способностью целесообразно применять групповые одинарные или сдвоенные реакторы для непосредственного подключения нескольких потребительских линий (рис. 20). Это мероприятие уменьшает количество присоединений на ГРУ, однако при КЗ на любой отходящей ЛЭП снижается напряжение всех остальных ЛЭП, подключенных к групповому реактору. Поэтому в ряде случаев целесообразно применять индивидуальное реактирование (рис. 21) для ответственных потребителей с линиями, обладающими большой пропускной способностью (около 1 кА).

Во всех случаях предпочтение отдается сдвоенным реакторам, имеющим меньшие (примерно вдвое) потери напряжения в нормальном режиме. При групповом реактировании рекомендуется подключать к ветви (сборке) реактора не более трех-четырёх линий.

Следует отметить, что СП ТЭС (см. п. 9.1.8) требует установки выключателя за местом установки реактора. Варианты подключения линий, представленные на рис. 20, б и г, одно время получили распространение, потому такие схемы можно встретить на практике, однако в настоящее время подключение по ним не рекомендуется.

В учебных целях сопротивление реактора X_L должно выбираться из расчета ограничения тока КЗ до уровня, при котором на отходящих от ГРУ линиях возможна установка недорогих выключателей с номинальным током отключения 20 кА. При выборе сечения КЛ и номинального тока реактора $I_{p,ном}$ необходимо учесть особенности схемы распределительной сети, а также при выборе $I_{p,ном}$ учитывают тип реактора – одинарный или сдвоенный.

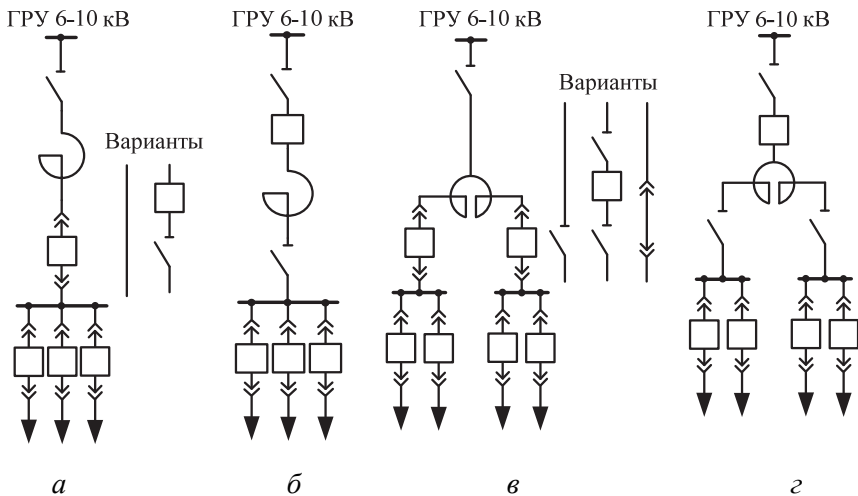


Рис. 20. Групповое реактивное:

а, б – через одинарный реактор; *в, г* – через сдвоенный реактор

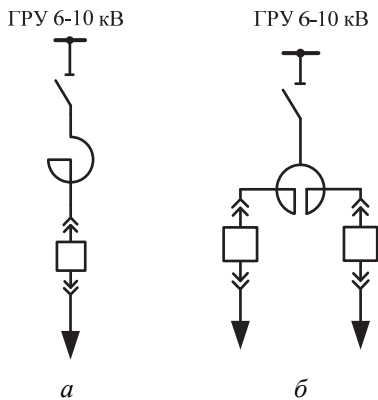


Рис. 21. Индивидуальное реактивное:

а – через одинарный реактор; *б* – через сдвоенный реактор

Рассмотрим в качестве примера схему питания двух потребительских ПС от ГРУ ТЭЦ через одинарные реакторы (рис. 22). Каждая из

потребительских подстанций (потребители I и II категории) питается от двух взаимно резервируемых источников, которыми являются разные секции ГРУ ТЭЦ. В нормальном режиме секционные выключатели на ПС отключены. В случае потери напряжения (вследствие аварийной ситуации) на одной из секций секционный выключатель под действием автоматики ввода резерва (АВР) включается, и питание нагрузки восстанавливается.

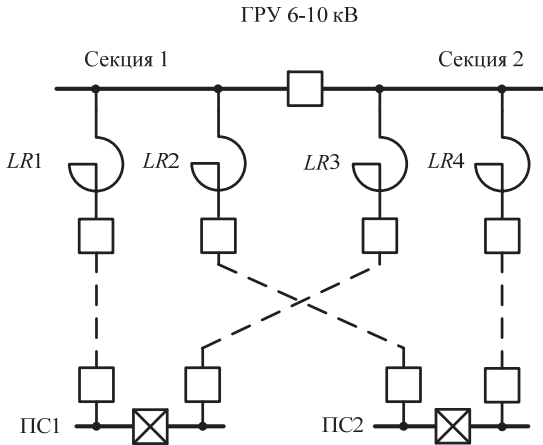


Рис. 22. Питание двух потребительских ПС от ГРУ через одинарные реакторы

Пусть активная мощность всей нагрузки ПС1 равна P_1 . В нормальном режиме через реакторы $LR1$ и $LR3$ протекает мощность $0,5 P_1$. В аварийном режиме при отключении КЛ, подключенной к $LR1$, или отключении первой секции ГРУ через $LR3$ протекает вся мощность ПС1, равная P_1 . Таким образом, при равномерном распределении нагрузки по секциям в послеаварийном (ремонтном) режиме проходящая через реакторы (и соответственно КЛ) мощность увеличивается вдвое.

Аналогично предыдущему примеру рассмотрим схему питания двух потребительских ПС от ГРУ ТЭЦ через сдвоенные реакторы (рис. 23).

Пусть мощность всей нагрузки ПС1 равна P_1 , а мощность всей нагрузки ПС2 равна P_2 . В нормальном режиме через $Q1$ протекает мощность $0,5 P_1$, через $Q2$ протекает $0,5 P_2$, а через срединный вывод реактора $LR1$ протекает $0,5(P_1 + P_2)$. В аварийном режиме при от-

включении $Q3$ и $Q6$ (например, при КЗ на линии) и включении секционного выключателя на ПС1 через $Q1$ протекает P_1 , а через срединный вывод реактора $LR1$ протекает $P_1 + 0,5 P_2$. В аварийном режиме при отключении второй секции ГРУ на $LR1$ приходится нагрузка двух ПС (секционные выключатели на обеих ПС включены). При этом через $Q1$ протекает мощность P_1 , а через $Q2$ – мощность P_2 . Через срединный вывод реактора $LR1$ протекает $P_1 + P_2$. Данный аварийный режим, очевидно, является определяющим при выборе номинального тока при двояном реакторе.

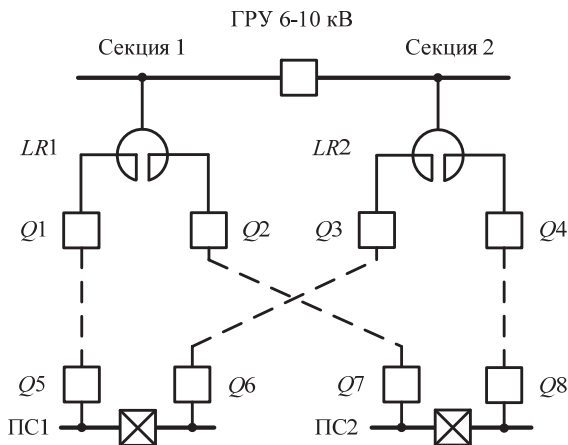


Рис. 23. Питание двух потребительских ПС от ГРУ через сдвоенные реакторы

Таким образом, для обеих схем в нормальном режиме по потребительской КЛ протекает половина активной мощности всей ПС, в аварийном режиме эта мощность соответствует всей активной мощности ПС. В случае применения сдвоенного реактора в наиболее тяжелом аварийном режиме через его срединный вывод проходит мощность двух ПС. Все изложенное выше справедливо и для случая группового реактирования. Следует лишь отметить, что в случае группового реактирования возрастает мощность, проходящая через реактор, тогда как мощность, проходящая через отдельную линию, в нормальном и послеаварийном (ремонтном) режиме не отличается от таковой в двух указанных режимах при применении индивидуального реактирования.

Обычно реакторы не обладают перегрузочной способностью, поэтому для одинарного реактора:

$$I_{p.ном} \geq I_{раб max} = \frac{P_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cos \varphi_{нагр}}, \quad (103)$$

где $P_{ПС}$ – мощность потребителей ПС (задается в исходных данных); $\cos \varphi_{нагр}$ – коэффициент мощности нагрузки.

Для сдвоенного реактора (в предположении, что мощности потребителей ПС одинаковы):

$$I_{p.ном} \geq I_{раб max} = \frac{2P_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cos \varphi_{нагр}}, \quad (104)$$

здесь $I_{раб max}$ соответствует току, протекающему через срединный вывод реактора.

В случае применения групповых реакторов при определении X_L следует учитывать подпитку точки КЗ со стороны нагрузки. На рис. 24 рассмотрен пример учета токов нагрузки, подпитывающих точку КЗ, в случае применения сдвоенного группового реактора.

При КЗ в точке К1 через выключатель Q1 протекает ток КЗ со стороны ГРУ $I_{п0\Sigma}$ и ток КЗ со стороны нагрузки (КЛ2 и КЛ3) – $I_{п0н1}$, образующий результирующий ток КЗ $I_{п0рез}$. Нагрузку можно считать обобщенной ввиду отсутствия конкретных данных о потребителях. Током КЗ от второй ветви реактора (кабельные линии КЛ4, КЛ5 и КЛ6) LR1 можно пренебречь, так как он значительно ограничен поперечным сопротивлением реактора ($x_2 + x_3$).

Ток $I_{п0н1}$ определяется мощностью, равной сумме половинных мощностей потребителей, получающих энергию по кабельным линиям (предварийным режимом является режим нормальной работы сети).

Значение тока $I_{п0\Sigma}$ определяется по формуле

$$I_{п0\Sigma} = \frac{E_3}{\sqrt{3} \cdot x_{рез}} = \frac{E_3}{\sqrt{3}(x_\Sigma + x_p)}, \quad (105)$$

где E_3 – эквивалентная ЭДС энергосистемы и генераторов станции; x_Σ – суммарное сопротивление цепи до реактора; x_p – сопротивление реактора.

Здесь $x_{рез} = x_{\Sigma} + (1 + K_{св})x_p - K_{св}x_p = x_{\Sigma} + x_p$, т. е. для сдвоенного реактора x_p соответствует его реактивному сопротивлению в одноцепном режиме.

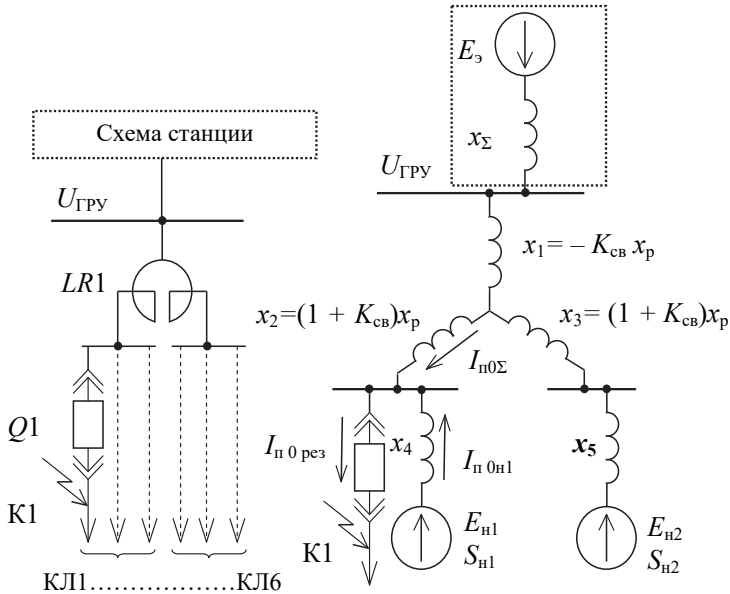


Рис. 24. Схема замещения для расчета токов КЗ в распределительной сети

Значение тока $I_{п0н1}$ определяется по формуле

$$I_{п0н1} = \frac{E_{н1}}{\sqrt{3} \cdot x_4}. \quad (106)$$

Здесь x_4 – сопротивление обобщенной нагрузки; $E_{н1}$ – ЭДС обобщенной нагрузки. Они определяются по следующим выражениям:

$$x_4 = 0,35 \frac{U_{н ном}^2}{0,5S_{н1}}; \quad (107)$$

$$E_{н1} = 0,85U_{н ном}. \quad (108)$$

С учетом сформированных требований к уровню токов КЗ получаем:

$$I_{п0рез} = I_{п0\Sigma} + I_{п0н1} = \frac{E_3}{\sqrt{3} \cdot (x_\Sigma + x_p)} + \frac{E_{н1}}{\sqrt{3} \cdot x_4} \leq 20 \text{ кА}. \quad (109)$$

Выразим отсюда x_p :

$$x_p \geq \frac{E_3}{\sqrt{3} \left(20 - \frac{E_{н1}}{\sqrt{3} \cdot x_4} \right)} - x_\Sigma. \quad (110)$$

Для определения x_p по формуле (110) значение тока КЗ со стороны нагрузки ($I_{п0н1}$) должно быть выражено в килоамперах, E_3 – в киловольтах.

Выбранный реактор необходимо проверить на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ, предварительно уточнив значение аварийного тока с учетом каталожного значения сопротивления выбранного реактора.

Для выбранного значения x_p реактора следует определить потерю напряжения в нормальном рабочем режиме, которая не должна превышать 1,5...2 % от номинального напряжения. Для одинарного реактора

$$\Delta U_p = x_p \frac{\sqrt{3} \cdot I_{норм} 100 \%}{U_{ном}} \sin \varphi_n \leq 1,5 \dots 2 \%. \quad (111)$$

Для сдвоенного реактора

$$\Delta U_p = x_p (1 - K_{св}) \frac{\sqrt{3} \cdot I_{норм} 100 \%}{U_{ном}} \sin \varphi_n \leq 1,5 \dots 2 \%, \quad (112)$$

где $I_{норм}$ – ток, протекающий через ветвь сдвоенного реактора в нормальном режиме (соответствует половине мощности ПС). В случае большого значения ΔU_p следует уменьшить число кабелей в группе.

Значение x_p должно быть выбрано таким образом, чтобы уровень остаточного напряжения $U_{ост}$ на шинах ГРУ ТЭЦ при КЗ за линей-

ным реактором по возможности находился на уровне не менее $(0,6...0,7)U_{\text{ном}}$. В этих условиях обеспечивается самозапуск электродвигателей системы с.н.

Значение $U_{\text{ост}}$ определяется по формуле

$$U_{\text{ост}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}} x_{\text{р}} 100 \%}{U_{\text{ном}}} \geq 60...70 \%. \quad (113)$$

В случае малого значения $U_{\text{ост}}$ целесообразно увеличивать $x_{\text{р}}$, пока значение $\Delta U_{\text{р}}$ при данном сопротивлении находится в допустимых пределах.

Сеть для питания местной нагрузки на генераторном напряжении выполняется, как правило, кабельными линиями, поскольку в черте города нецелесообразно сооружать воздушные линии. Согласно ПУЭ, п. 1.3.25 сечения проводников кабельных линий 6-10 кВ должны выбираться по экономической плотности тока. Расчетное выражение имеет вид

$$S_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{норм max}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (114)$$

где $I_{\text{норм max}}$ – максимальный ток рабочего режима (соответствует половине мощности зимней нагрузки); $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока, определяемая по ПУЭ, табл. 1.3.36.

Найденное расчетное сечение необходимо округлить до ближайшего стандартного сечения, причем округлять в меньшую сторону можно, если разница сечений не превышает 20 %. В остальных случаях округление следует производить в большую сторону. Далее кабель выбранного сечения необходимо проверить на термическую стойкость к токам длительного и аварийного режима (КЗ).

В некоторых случаях сечения проводников не выбираются по экономической плотности тока. Укажем эти случаи. В соответствии с ПУЭ, п. 1.3.26–1.3.28 сечения проводов линий электропередачи постоянного и переменного тока напряжением 330 кВ и выше, а также линий межсистемных связей и мощных жестких и гибких токопроводов, работающих с большим числом часов использования максимума, выбираются на основе технико-экономических расчетов.

Проверке по экономической плотности тока не подлежат:

– сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ при числе часов использования максимума нагрузки предприятий до 4000...5000;

– ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1 кВ, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий;

– сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых распределительных устройств всех напряжений;

– проводники, идущие к резисторам, пусковым реостатам и т. п.;

– сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3-5 лет.

Нагрев в длительном режиме. Суть проверки состоит в сопоставлении наибольшего допустимого тока для выбранного сечения с током нагрузки нормального режима. Табличное значение наибольшего допустимого тока для выбранного типа кабеля $I_{\text{доп.табл}}$ установлено для температуры окружающей среды $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$, а также при отсутствии близости иных кабельных линий, ухудшающих условия охлаждения. Однако реальные условия эксплуатации отличаются от расчетных. Эти отличия необходимо учесть в виде поправочных коэффициентов и уточнить значение наибольшего допустимого тока:

$$I_{\text{доп}} = K_T K_{\Pi} I_{\text{доп.табл}}, \quad (115)$$

где K_T – коэффициент поправки на температуру окружающей среды (определяется по ПУЭ, табл. 1.3.3); K_{Π} – коэффициент поправки, учитывающий влияние соседних кабельных линий (определяется по ПУЭ, табл. 1.3.26).

Условие проверки выглядит следующим образом:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{норм}}, \quad (116)$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток нагрузки в нормальном режиме.

Коэффициент поправки на температуру окружающей среды будет различным зимой и летом, а также зимой и летом неодинаковой будет нагрузка. По этой причине целесообразно выполнить проверочные расчеты для двух указанных времен года, однако в рамках учебных целей можно ограничиться рассмотрением лишь одного времени года – либо зимы, либо лета.

Для кабельных линий до 10 кВ включительно можно превысить $I_{\text{доп}}$ при длительных перегрузках в послеаварийных или ремонтных режимах, если наибольший ток в нормальном режиме был не более 80 % от максимально допустимого, т. е. при условии:

$$0,8I_{\text{доп}} \geq I_{\text{норм}} \quad (117)$$

В случае если термическая стойкость не обеспечивается, необходимо выбрать следующее большее стандартное сечение и повторно выполнить проверку.

При выполнении этого условия в послеаварийных или ремонтных режимах допускается длительная перегрузка кабельных линий до пяти суток в соответствии с условием

$$K_{\text{ав.пер}} I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб max}} \quad (118)$$

где $K_{\text{ав.пер}} = 1,1 \dots 1,5$ – коэффициент аварийной перегрузки (определяется по ПУЭ, табл. 1.3.2); $I_{\text{раб max}}$ – максимальный ток послеаварийного или ремонтного режима (соответствует всей мощности потребительской ПС).

Если наибольший ток в нормальном режиме превышает 80 % от максимально допустимого, то в расчетах $K_{\text{ав.пер}}$ принимается равным единице. Перегрузка кабельных линий 20-35 кВ не допускается.

Нагрев в аварийном режиме. Термическая стойкость кабельной линии сечением S к токам КЗ обеспечена в случае выполнения условия

$$S \geq S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}}, \quad (119)$$

где S_{min} – минимальное термически стойкое сечение линии; $C_{\text{т}}$ – расчетный коэффициент, определяемый по табл. в РУ ТКЗ, п. 8.3.6.

Сечения проводников воздушных и кабельных линий распределительных сетей 0,38-20 кВ должны также выбираться из условия допустимой потери напряжения.

8. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

8.1. КЛАССИФИКАЦИЯ СХЕМ

Схемы электрических соединений РУ весьма разнообразны. Их можно объединить в три характерные группы.

1-й тип – с коммутацией присоединений через один выключатель, или радиального типа; сюда относятся схемы с одной или двумя рабочими системами сборных шин с одним выключателем на каждое присоединение, и при необходимости они могут быть дополнены обходной системой шин с обходным выключателем;

2-й тип – с коммутацией присоединений через два выключателя, или кольцевого типа; сюда относятся схемы с двумя рабочими системами сборных шин с числом выключателей, большим одного (2, 3/2, 4/3), а также многоугольники;

3-й тип – упрощенные с сокращенным числом выключателей (меньше одного на присоединение) или совсем без них (схемы мостиков, блоков и пр.).

На выбор электрической схемы РУ влияет множество факторов, основными из которых являются: номинальное напряжение, назначение РУ, число присоединений, их мощность, ответственность, режим работы; схема сети, к которой присоединяется данное РУ; очередность сооружения и перспектива дальнейшего расширения.

Ниже будут даны рекомендации общего порядка по выбору электрических схем РУ в зависимости от напряжения и назначения (принадлежности). Такого рода рекомендации даются в СП ТЭС, с тем чтобы облегчить составление ряда конкурентно способных вариантов. Окончательный выбор схемы производят на основании технико-экономического сопоставления намеченных вариантов.

8.2. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ РУ 6-10 кВ ТЭЦ И ПОДСТАНЦИЙ

К РУ 6-10 кВ ТЭЦ и подстанций подключается относительно небольшое число питающих присоединений (генераторы и трансформаторы связи на ТЭЦ, понижающие трансформаторы и синхронные компенсаторы на подстанциях) и весьма значительное количество линий, отходящих к местным потребителям.

При выборе электрической схемы рассматриваемых РУ учитывают следующие требования:

- повреждения сборных шин. Повреждение или отказ в действии выключателя на любом присоединении не должны приводить к прерыву в электроснабжении ответственных потребителей и к нарушению баланса мощностей, недопустимому по условию электро- и тепло-снабжения потребителей;

- обеспечение возможности дальнейшего расширения, обусловленного ростом местных нагрузок.

Для указанных исходных условий и требований наиболее рациональным решением являются схемы радиального типа с коммутацией присоединений через один выключатель – с одной или двумя системами сборных шин. Наличие одного выключателя на присоединение требует относительно небольших капиталовложений, несмотря на большое число присоединений. Секционирование сборных шин с правильным распределением по секциям питающих присоединений и отходящих линий позволяет выполнить сформулированное выше требование надежности.

Если сравнить схемы с одной и двумя системами сборных шин, то первая проще, дешевле и, кроме того, она позволяет использовать ячейку КРУ. Однако при ремонте секции сборных шин требуется отключение всех присоединений этой секции. Если такого рода отключения допустимы по схеме местной сети и балансу мощностей на оставшейся в работе части РУ, то всегда следует отдавать предпочтение схеме с одной (секционированной) системой сборных шин.

Таким образом, выбор электрической схемы РУ 6-10 кВ базируется лишь на анализе исходных условий, и технико-экономических вариантов расчетов, как правило, не требуется.

8.3. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ РУ ПОВЫШЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Для РУ 110-220 кВ с большим числом присоединений применяется, как правило, схема с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на присоединение (трансформатор или линия). При числе присоединений 12 и более секционируются все системы шин. При этом на каждую секцию предусматривается шиносоединительный и обходной выключатели. Рабочие системы сборных шин секционируются выключателем, а обходная – либо простым разрывом, либо двумя последовательно установленными разъединителями. Трансформаторы и линии равномерно распределяются (фиксируются) между системами шин и их секциями. Обе рабочие системы шин в нормальном режиме находятся в работе, шиносоединительные и секционные выключатели включены, а обходные – отключены.

РУ 330 кВ и выше, через которые в систему выдается очень большая мощность, должны быть выполнены исключительно надежно. При числе присоединений не более шести применяются схемы многоугольников. При большем числе присоединений преимущественное распространение получили схемы с двумя рабочими системами сборных шин и тремя выключателями на два присоединения (схема «3/2» или «полуторная») или с четырьмя выключателями на три присоединения (схема «4/3» или «1,33»). Если число линий и число трансформаторов отличается в два раза, наилучшие показатели имеет схема «4/3».

8.4. СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВНЫХ ИСТОЧНИКОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Помимо рабочих источников с.н. на электростанции в обязательном порядке должны быть резервные источники. Подключение их к схеме станции выполняют таким образом, чтобы не допускалась одновременная потеря как рабочего, так и резервного источника. Кратко рассмотрим особенности резервирования системы с.н. (см. также СП ТЭС, пп. 9.3.3 и 9.3.5).

Варианты подключения резервных источников с.н. на блочной электростанции показаны на рис. 25. Резервный трансформатор собственных нужд может присоединяться к посторонним источникам питания, расположенным вблизи электростанции (ПС или другая электростанция), если обеспечивается надежное питание от указанного источника (РТ1, рис. 25).

При питании с.н. только ответвлениями от блоков резервный трансформатор собственных нужд присоединяется к сборным шинам РУ повышенного напряжения с низшим номинальным напряжением из повышенных (как самостоятельное присоединение) при условии, что шины могут получать электроэнергию от внешней сети при остановке генераторов станций, в том числе и через (авто)трансформаторы связи (РТ2 на рис. 25).

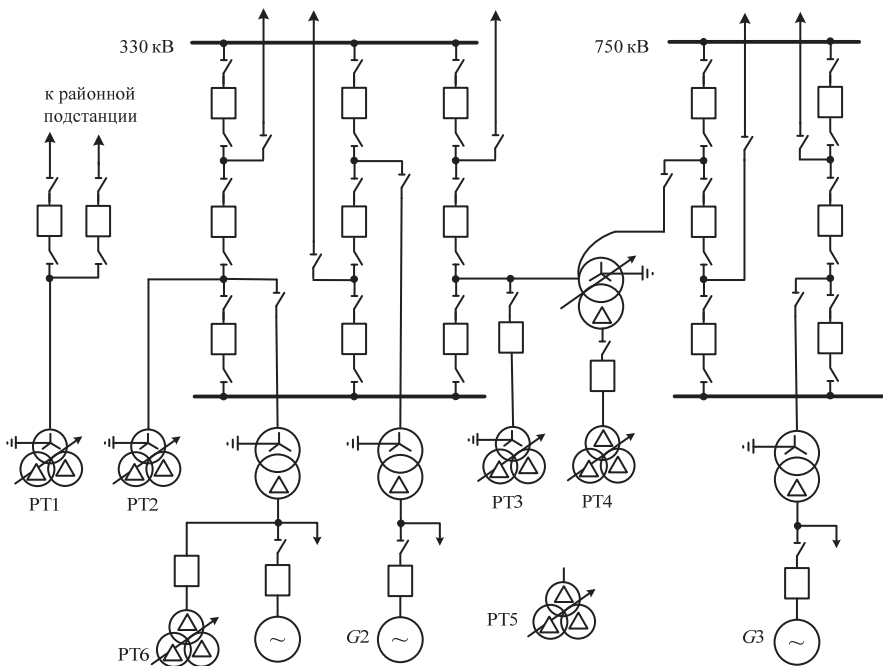


Рис. 25. Варианты подключения резервных трансформаторов собственных нужд в схеме блочной станции

Возможно присоединение резервного трансформатора собственных нужд к обмотке среднего напряжения автотрансформаторов с установкой на ответвлении отдельного выключателя (РТ3, рис. 25).

Использование обмотки третичного напряжения автотрансформатора связи (РТ4, рис. 25) в качестве источников резервного питания с.н. допускается, если обеспечиваются:

- а) допустимые колебания напряжения на шинах РУ с.н.;

б) допустимое по условию самозапуска электродвигателей суммарное реактивное сопротивление автотрансформатора связи и резервного трансформатора собственных нужд (реактированной линии).

В определенных случаях предусматривается наличие резервного трансформатора собственных нужд генераторного напряжения, не присоединенного к источнику питания, но установленного на фундаменте и готового к перекатке (РТ5, рис. 25).

Допускается резервирование с.н. при помощи ответвления от блока с установкой выключателя между генератором и трансформатором (РТ6, рис. 25).

Количество резервных трансформаторов собственных нужд (см. СП ТЭС, п. 9.3.6) при наличии генераторных выключателей в цепи каждого блока следующее:

- один резервный трансформатор собственных нужд, присоединенный к источнику питания при числе блоков один или два;
- один резервный трансформатор собственных нужд, присоединенный к источнику питания, и один резервный трансформатор собственных нужд, не присоединенный к источнику питания, но установленный на фундаменте и готовый к перекатке при числе блоков три и более.

Во избежание появления больших уравнительных токов при переключении между основным и резервным источником необходимо согласование схем соединения обмоток рабочего и резервного трансформаторов собственных нужд (рис. 26). Действительно, сеть генераторного напряжения имеет изолированную нейтраль, а мощность от генераторов выдается в сеть повышенного напряжения, где нейтрали заземлены, при этом используются трансформаторы с 11-й группой соединения обмоток. Так как некоторые резервные трансформаторы собственных нужд подключаются к шинам РУ повышенного напряжения, то неучет этой особенности приведет к появлению больших уравнительных токов. Чтобы избежать их появления, необходимо к сети с заземленной нейтралью подключать резервный трансформатор собственных нужд со схемой соединения «звезда-треугольник», тем самым компенсировать фазовый сдвиг в сети с.н. Если резервный источник подключается к обмотке НН АТС, соединенной по схеме «треугольник», то фазовый сдвиг напряжений уже скомпенсирован, а потому обмотки резервного трансформатора собственных нужд должны иметь 12-ю группу соединения.

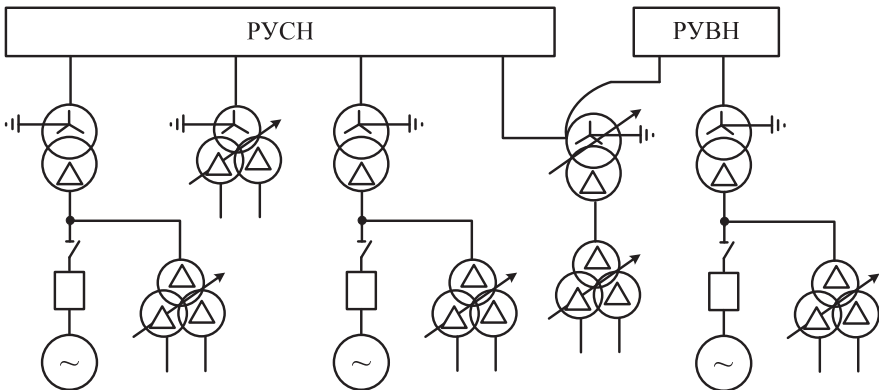


Рис. 26. Согласование соединения обмоток рабочего и резервного трансформаторов собственных нужд

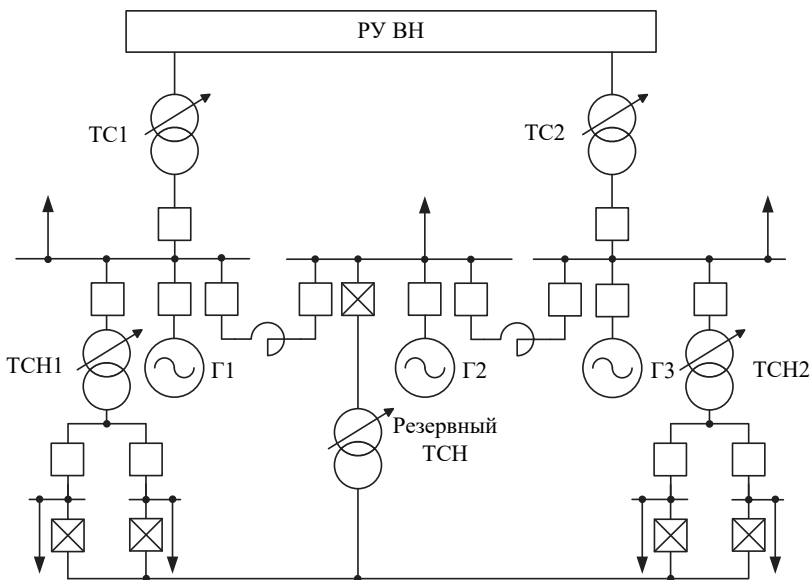


Рис. 27. Подключение резервного трансформатора собственных нужд к секции сборных шин на ТЭЦ с ГРУ

Рассмотрим варианты подключения резервных источников с.н. на ТЭЦ. Для ТЭЦ блочного типа резервирование источников с.н. осу-

ществляется так же, как и для блочной станции (рассмотрено выше). При питании с.н. от шин ГРУ резервные источники также подключаются к ГРУ. При питании с.н. от сборных шин ГРУ и ответвлениями от блоков резервные источники питания с.н. могут присоединяются как к шинам ГРУ, так и к шинам РУ повышенного напряжения.

Резервный источник может присоединяться непосредственно к ГРУ. В примере, указанном на рис. 27, при КЗ на любой секции хотя бы один из трансформаторов собственных нужд остается в работе – одновременная потеря рабочего и резервного источников исключается.

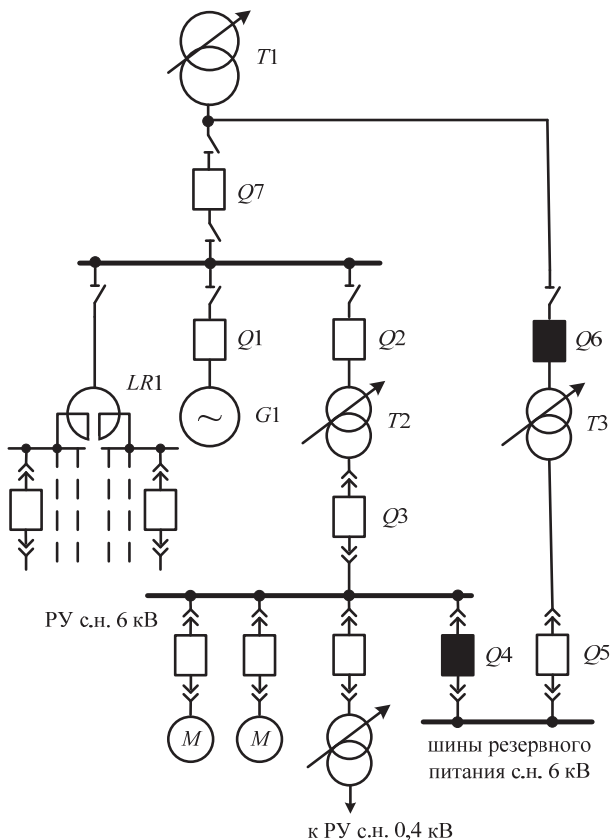


Рис. 28. Подключение резервного трансформатора собственных нужд к трансформатору связи на ТЭЦ с ГРУ

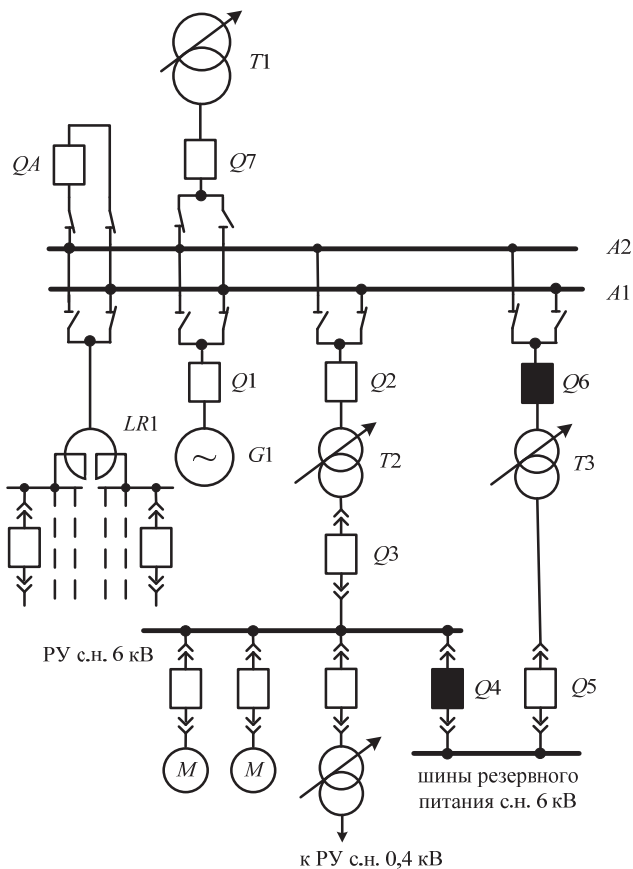


Рис. 29. Подключение резервного трансформатора собственных нужд к второй системе сборных шин на ТЭЦ с ГРУ

Резервный источник может присоединяться к ответвлению от трансформатора связи. В примере, рис. 28, показано, что при повреждении на секции шин или на отходящих кабельных линиях происходит отключение секции, при этом резервный трансформатор собственных нужд ($T3$) получает питание от трансформатора связи, так как расположен за его выключателем.

При применении ГРУ с двумя системами шин резервный источник может присоединяться к второй системе шин вместе с трансформато-

ром связи. При наиболее вероятном КЗ на рабочей системе сборных шин $A1$ (рис. 29) отключается генераторный выключатель и шинно-соединительный выключатель QA . При этом резервный трансформатор собственных нужд получает питание от трансформатора связи через неповрежденную вторую систему шин $A2$. В нормальном режиме шинно-соединительный выключатель QA включен для генератора к трансформатору связи $T1$.

На электростанциях с поперечными связями по пару должно устанавливаться не менее одного резервного трансформатора собственных нужд. При этом должно быть установлено по одному резервному трансформатору собственных нужд на каждые четыре рабочих трансформатора или линии (см. СП ТЭС, п. 9.3.5).

При наличии выключателя в цепи генератора резервные трансформаторы (реакторы) собственных нужд выбираются, как правило, такой же мощности, как и рабочий трансформатор (реактор) с.н.

9. ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ

Задача 1. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ТЭЦ 346 МВт

Исходные данные. ТЭЦ на пылеугольном топливе мощностью 346 МВт с ГРУ. Предполагается установка трех генераторов по 63 МВт и двух по 110 МВт. Выбрать номинальные параметры силовых трансформаторов и секционных реакторов. Параметры потребителей на генераторном напряжении: число потребителей $n_{\text{п}} = 20$; мощность потребителей $P_{\text{п}} = 3,9$ МВт; коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{п}} = 0,82$; коэффициент одновременности $K_{\text{o}} = 0,88$; коэффициент летнего минимума $K_{\text{л min}} = 0,6$. Коэффициент мощности потребителей собственных нужд принять равным $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = 0,8$. Проектируемая станция связана с энергосистемой через сеть 220 кВ. Мощность аварийного резерва равна $P_{\text{ав.рез}} = 110$ МВт.

Решение. Выбираем генераторы серии ТЗВ заданной мощности. Параметры генераторов ТЗВ-63-2УЗ и ТЗВ-110-2УЗ приведены соответственно в табл. 8 и 9.

Т а б л и ц а 8

Электрические параметры генератора ТЗВ-63-2УЗ

Параметры	Значение
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном Г1}} = 63$ МВт
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном Г1}} = 10,5$ кВ
Коэффициент мощности	$\cos \varphi_{\text{Г1}} = 0,8$
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном Г1}} = 78,75$ МВ · А

Параметры	Значение
Номинальная реактивная мощность	$Q_{\text{ном Г1}} = S_{\text{ном Г1}} \sin \varphi_{\text{Г1}} = S_{\text{ном Г1}} \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{Г1}}} =$ $= 78,75 \cdot 0,6 = 47,25 \text{ Мвар}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном Г1}} = 4,33 \text{ кА}$
Сверхпереходное сопротивление по продольной оси	$x''_{d\text{Г1}} = x''_{d\text{Г1}} \frac{U_{\text{ном Г1}}^2}{S_{\text{ном Г1}}} = 0,1361 \frac{10,5^2}{78,75} = 0,19 \text{ Ом}$
Индуктивное сопротивление обратной последовательности	$x_{2\text{Г1}} = x_{2\text{Г1}} \frac{U_{\text{ном Г1}}^2}{S_{\text{ном Г1}}} = 0,166 \frac{10,5^2}{78,75} = 0,23 \text{ Ом}$
Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока 3-фазного КЗ генератора	$T_{a\text{Г1}}^{(3)} = 0,24 \text{ с}$
Активное сопротивление обмотки статора	$r_{\text{Г1}} = \frac{x_{2\text{Г1}}}{2\pi f T_{a\text{Г1}}^{(3)}} \frac{U_{\text{ном Г1}}^2}{S_{\text{ном Г1}}} =$ $\frac{0,23}{314 \cdot 0,24} \frac{10,5^2}{78,75} = 4,27 \text{ мОм}$

Таблица 9

Электрические параметры генератора ТЗВ-110-2УЗ

Параметры	Значение
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном Г2}} = 110 \text{ МВт}$
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном Г2}} = 10,5 \text{ кВ}$
Коэффициент мощности	$\cos \varphi_{\text{Г2}} = 0,8$
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном Г2}} = 137,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
Номинальная реактивная мощность	$Q_{\text{ном Г2}} = S_{\text{ном Г2}} \sin \varphi_{\text{Г2}} = S_{\text{ном Г2}} \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{Г2}}} =$ $= 137,5 \cdot 0,6 = 82,5 \text{ Мвар}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном Г2}} = 7,56 \text{ кА}$

Параметры	Значение
Сверхпереходное сопротивление по продольной оси	$x''_{d\Gamma 2} = x''_{d\Gamma 2} \frac{U_{\text{ном}\Gamma 2}^2}{S_{\text{ном}\Gamma 2}} = 0,189 \frac{10,5^2}{137,5} = 0,152 \text{ Ом}$
Индуктивное сопротивление обратной последовательности	$x_{2\Gamma 2} = x_{2\Gamma 2} \frac{U_{\text{ном}\Gamma 2}^2}{S_{\text{ном}\Gamma 2}} = 0,23 \frac{10,5^2}{137,5} = 0,184 \text{ Ом}$
Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока 3-фазного КЗ генератора	$T_{a\Gamma 2}^{(3)} = 0,41 \text{ с}$
Активное сопротивление обмотки статора	$r_{\Gamma 2} = \frac{x_{2\Gamma 2}}{2\pi f T_{a\Gamma 2}^{(3)}} \frac{U_{\text{ном}\Gamma 2}^2}{S_{\text{ном}\Gamma 2}} =$ $= \frac{0,184}{314 \cdot 0,41} \frac{10,5^2}{137,5} = 1,14 \text{ мОм}$

Мощность нагрузок собственных нужд принимается в соответствии с табл. 3 равной 10 % от мощности генераторов. Расчеты параметров местной нагрузки ТЭЦ и нагрузки собственных нужд сведены в табл. 10 и 11 соответственно.

Таблица 10

Параметры нагрузок ГРУ

Параметры	Значение
Максимальная активная мощность местной нагрузки	$P_{\text{н max}} = n_{\text{п}} P_{\text{п}} K_o = 20 \cdot 3,9 \cdot 0,88 = 68,64 \text{ МВт}$
Максимальная реактивная мощность местной нагрузки	$Q_{\text{н max}} = S_{\text{н max}} \sin \varphi_n = \frac{P_{\text{н max}}}{\cos \varphi_n} \sin \varphi_n =$ $= P_{\text{н max}} \operatorname{tg} \varphi_n = 68,64 \cdot 0,698 = 49,91 \text{ Мвар}$
Максимальная полная мощность местной нагрузки	$S_{\text{н max}} = \frac{P_{\text{н max}}}{\cos \varphi_n} = \frac{68,64}{0,82} = 83,71 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Параметры	Значение
Минимальная активная мощность местной нагрузки	$P_{н \min} = P_{н \max} K_{л \min} = 68,64 \cdot 0,6 = 41,18 \text{ МВт}$
Минимальная реактивная мощность местной нагрузки	$Q_{н \min} = Q_{н \max} K_{л \min} = 49,91 \cdot 0,6 = 28,75 \text{ Мвар}$
Минимальная полная мощность местной нагрузки	$S_{н \min} = \frac{P_{н \min}}{\cos \varphi_n} = \frac{41,18}{0,82} = 50,22 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Таблица 11

Параметры нагрузок собственных нужд

Параметры	Значение
Активная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-63-2УЗ	$P_{с.н.Г1} = 0,1 P_{ном Г1} = 6,3 \text{ МВт}$
Реактивная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-63-2УЗ	$Q_{с.н.Г1} = P_{с.н.Г1} \text{tg } \varphi_{с.н} = 4,73 \text{ Мвар}$
Полная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-63-2УЗ	$S_{с.н.Г1} = P_{с.н.Г1} / \cos \varphi_{с.н} = 6,3 / 0,8 = 7,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
Активная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-110-2УЗ	$P_{с.н.Г2} = 0,1 P_{ном Г2} = 11,0 \text{ МВт}$
Реактивная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-110-2УЗ	$Q_{с.н.Г2} = P_{с.н.Г2} \text{tg } \varphi_{с.н} = 8,25 \text{ Мвар}$
Полная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-110-2УЗ	$S_{с.н.Г2} = P_{с.н.Г2} / \cos \varphi_{с.н} = 11,0 / 0,8 = 13,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Целесообразно на параллельную работу для питания местных нагрузок включить генераторы мощностью 63 МВт, так как это снижает уровень токов короткого замыкания в сети генераторного напряжения по сравнению со случаем, когда на параллельную работы включены генераторы мощностью 110 МВт. Определим минимальное количество генераторов номинальной мощности 63 МВт, необходимое для питания местной нагрузки:

$$m = \frac{S_{H \max}}{|\dot{S}_{\text{НОМ Г1}} - \dot{S}_{\text{с.н.Г1}}|} = \frac{S_{H \max}}{\sqrt{(P_{\text{НОМ Г1}} - P_{\text{с.н.Г1}})^2 + (Q_{\text{НОМ.Г1}} - Q_{\text{с.н.Г1}})^2}} =$$

$$= \frac{83,71}{\sqrt{(63 - 6,3)^2 + (47,25 - 4,73)^2}} = 1,18 \approx 2.$$

Следовательно, минимальное количество генераторов, необходимое для питания местной нагрузки, составляет два генератора. Рассмотрим варианты выполнения структурной схемы.

Вариант 1. Схема ТЭЦ по первому варианту изображена на рис. 30. Здесь два генератора номинальной мощностью 63 МВт включены на параллельную работу через сборные шины ГРУ, само ГРУ связано двумя ТС с РУ 220 кВ, остальные генераторы имеют блочную связь с РУ высокого напряжения.

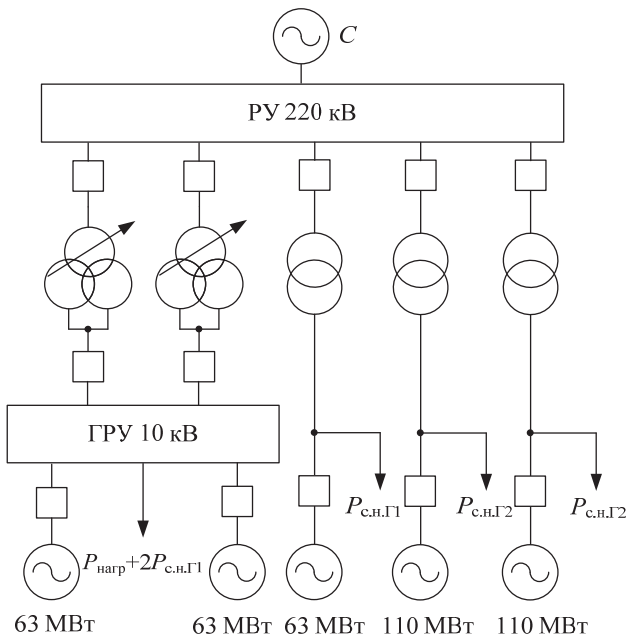


Рис. 30. Первый вариант структурной схемы ТЭЦ

Выберем номинальную мощность блочных трансформаторов. Номинальная мощность трансформатора, работающего в блоке с генератором 63 МВт, определяется по формуле

$$\begin{aligned} S_{\text{ТБном Г1}} &\geq |\dot{S}_{\text{ном Г1}} - \dot{S}_{\text{с.н.Г1}}| = \\ &= \sqrt{(P_{\text{ном Г1}} - P_{\text{с.н.Г1}})^2 + (Q_{\text{ном Г1}} - Q_{\text{с.н.Г1}})^2} = \\ &= \sqrt{(63 - 6,3)^2 + (47,25 - 4,73)^2} = 70,87 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Аналогично номинальная мощность трансформатора, работающего в блоке с генератором 110 МВт, определяется как

$$\begin{aligned} S_{\text{ТБном Г2}} &\geq |\dot{S}_{\text{ном Г2}} - \dot{S}_{\text{с.н.Г2}}| = \\ &= \sqrt{(P_{\text{ном Г2}} - P_{\text{с.н.Г2}})^2 + (Q_{\text{ном Г2}} - Q_{\text{с.н.Г2}})^2} = \\ &= \sqrt{(110 - 11)^2 + (82,5 - 8,25)^2} = 123,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

В соответствии с полученными значениями $S_{\text{ТБном Г1}}$ и $S_{\text{ТБном Г2}}$ выбираем следующие типы трансформаторов: трансформатор ТД-80000/220 с номинальным напряжением стороны НН 10,5 кВ для генератора 63 МВт и трансформатор ТДЦ-125000/220 с номинальным напряжением стороны НН 10,5 кВ для генератора 110 МВт.

Выберем номинальную мощность рабочих трансформаторов собственных нужд. Номинальная мощность трансформатора собственных нужд, работающего в паре с генератором 63 МВт, определяется по формуле

$$S_{\text{ТСН ном Г1}} \geq S_{\text{с.н.Г1}} = 7,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Аналогично номинальная мощность ТСН, работающего в паре с генератором 110 МВт, определяется как

$$S_{\text{ТСН ном Г2}} \geq S_{\text{с.н.Г2}} = 13,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

В соответствии с полученными значениями $S_{\text{ТСНном Г1}}$ и $S_{\text{ТСНном Г2}}$ выбираем следующие типы трансформаторов: трансформатор ТДНС-10000/35 с номинальным напряжением стороны НН 6,3 кВ для генератора 63 МВт и трансформатор ТДНС-16000/20 с номинальным напряжением стороны НН 6,3 кВ для генератора 110 МВт. Отметим, что в соответствии с номенклатурой выбранные ТСН имеют высшее напряжение 35 кВ, однако промышленность изготавливает трансформаторы той же мощности с меньшими значениями номинального напряжения стороны ВН, при этом наименования этих трансформаторов полностью совпадают. Так, например, номинальные напряжения стороны ВН трансформатора ТДНС-10000/35 могут быть равны 10,5; 13,8; 15,75; 18 кВ. У принятых к установке трансформаторов собственных нужд номинальное напряжение стороны ВН должно соответствовать генераторному напряжению, т. е. 10,5 кВ.

Выберем номинальную мощность трансформаторов связи ГРУ с РУВН, рассмотрев различные режимы работы станции.

Режим 1. Нормальный эксплуатационный режим – зимний период. В соответствии с приведенными расчетными формулами номинальная мощность трансформатора связи в этом режиме определяется как

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{S_{\text{изб max з}}}{2} =$$

$$= 0,5 \sqrt{(\Sigma P_{\text{ном Г}} - \Sigma P_{\text{с.н.}} - P_{\text{н min з}})^2 + (\Sigma Q_{\text{ном Г}} - \Sigma Q_{\text{с.н.}} - Q_{\text{н min з}})^2}.$$

В расчетах за неимением данных о характере нагрузок полагаем, что минимумы и максимумы нагрузок в зимний (летний) период совпадают. Тогда

$$S_{\text{ном ТС}} \geq$$

$$\geq 0,5 \sqrt{(2P_{\text{ном Г1}} - 2P_{\text{с.н.Г1}} - P_{\text{н max}})^2 + (2Q_{\text{ном Г1}} - 2Q_{\text{с.н.Г1}} - Q_{\text{н max}})^2} =$$

$$= 0,5 \sqrt{(2 \cdot 63 - 2 \cdot 6,3 - 68,64)^2 + (2 \cdot 47,25 - 2 \cdot 4,73 - 49,91)^2} = 28,45 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 2. Нормальный эксплуатационный режим, летний период.

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{S_{\text{изб макс л}}}{2K_{\text{пер.дл}}} =$$

$$= \frac{\sqrt{(2P_{\text{ном}} \Gamma_1 - 2P_{\text{с.н.}} \Gamma_1 - P_{\text{н min}})^2 + (2Q_{\text{ном}} \Gamma_1 - 2Q_{\text{с.н.}} \Gamma_1 - Q_{\text{н min}})^2}}{2K_{\text{пер.дл}}}.$$

В расчетах за неимением данных о характере нагрузок полагаем значение $K_{\text{пер.дл}}$ равным 1,05. Тогда

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{\sqrt{(2 \cdot 63 - 2 \cdot 6,3 - 41,18)^2 + (2 \cdot 47,25 - 2 \cdot 4,73 - 28,75)^2}}{2 \cdot 1,05} =$$

$$= \frac{\sqrt{72,22^2 + 56,29^2}}{2 \cdot 1,05} = 43,60 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 3. Минимальная летняя нагрузка, отключение одного из трансформаторов связи. Номинальная мощность трансформатора связи определяется по формуле

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{|\dot{S}_{\text{изб макс л}} - \dot{S}_{\text{ав.рез}}|}{K_{\text{ав.пер}}}.$$

В расчетах, за неимением данных о характере нагрузок, полагаем значение $K_{\text{ав.пер}}$ равным 1,3, а также, что коэффициент мощности аварийного резерва $\cos \varphi_{\text{ав.рез}}$ равен 0,89. Тогда получаем

$$\dot{S}_{\text{ав.рез}} = P_{\text{ав.рез}} + jP_{\text{ав.рез}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ав.рез}} = 110 + j56,35 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Из расчета предыдущего режима нетрудно заметить, что и активная и реактивная составляющие мощности аварийного резерва превышают одноименные составляющие максимальной избыточной мощности. Это означает, что в случае выхода из строя одного из трансформатора связи переток от шин ГРУ в энергосистему можно снизить до ну-

ля или до иного значения, при котором можно исключить перегрузку оставшегося в работе трансформатора связи. Таким образом, в силу большого запаса мощности аварийного резерва данный режим оказался нерасчетным.

Режим 4. Максимальная зимняя нагрузка, отключение одного наиболее мощного генератора. Рассчитаем недостаток мощности:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{недост}} &= \left| \dot{S}_{\text{нагр max з}} + \Sigma \dot{S}_{\text{с.н.}} - \left(\Sigma \dot{S}_{\text{ном Г}} - \dot{S}_{\text{ном Г}} \right) \right| = \\
 &= \sqrt{(68,64 + 2 \cdot 6,3 - 63)^2 + (49,91 + 2 \cdot 4,73 - 47,25)^2} = \\
 &= \sqrt{18,24^2 + 12,12^2} = 21,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.
 \end{aligned}$$

Тогда

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{S_{\text{недост}}}{2} = \frac{21,9}{2} = 10,95 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 5. Максимальная летняя нагрузка, плановый вывод в ремонт одного из генераторов на ГРУ и аварийное отключение другого. Недостаток мощности, очевидно, соответствует всей мощности летней нагрузки плюс мощность собственных нужд обоих генераторов. Мощность трансформаторов должна быть больше этого значения:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{ном ТС}} &\geq \frac{\dot{S}_{\text{нагр max л}} + 2 \cdot \dot{S}_{\text{с.н.}}}{2} = \\
 &= \frac{\sqrt{(41,18 + 2 \cdot 6,3)^2 + (28,75 + 2 \cdot 4,73)^2}}{2} = 32,99 \text{ МВ} \cdot \text{А}.
 \end{aligned}$$

Режим 6. Максимальная летняя нагрузка, плановый вывод в ремонт одного из генераторов на ГРУ и аварийное отключение одного из трансформаторов связи. Недостаток мощности соответствует всей мощности летней нагрузки и мощности собственных нужд одного из генераторов. Одного генератора недостаточно для покрытия нагрузки, избыток мощности не отдается в систему, поэтому снизить поток мощности через оставшийся в работе трансформатор связи не пред-

ставляется возможным. С учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме мощность трансформатора связи определяется по формуле

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{\dot{S}_{\text{нагр max л}} + \dot{S}_{\text{с.н.}}}{K_{\text{ав.пер}}} =$$

$$= \frac{\sqrt{(41,18 + 6,3)^2 + (28,75 + 4,73)^2}}{1,4} = 41,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Итак, расчетным режимом оказался режим 2 – номинальная мощность ТС должна быть не меньше 43,6 МВ · А. Принимаем к установке два трансформатора типа ТРДН-63000/220. Поскольку данные трансформаторы являются трансформаторами с расщепленными обмотками, то эти обмотки объединяются на параллельную работу, как показано на рис. 30.

Рассмотрим порядок выбора секционного реактора для рассматриваемой схемы ТЭЦ. Распределим нагрузку поровну между секциями, тогда в нормальном режиме переток мощности между секциями практически отсутствует. Ввиду того что большую часть времени электроустановка работает в нормальном режиме, данное мероприятие позволяет значительно снизить ущерб от потерь электроэнергии в секционном реакторе за все время его эксплуатации. Нагрузка секций 1 и 2 в максимальном (соответственно $S_{\text{нагр.с-1 max}}$ и $S_{\text{нагр.с-2 max}}$) и минимальном (соответственно $S_{\text{нагр.с-1 min}}$ и $S_{\text{нагр.с-2 min}}$) режимах равна

$$\dot{S}_{\text{нагр.с-1 max}} = \dot{S}_{\text{нагр.с-2 max}} = 0,5 \dot{S}_{\text{нагр max}} = 34,32 + j29,96 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\dot{S}_{\text{нагр.с-1 min}} = \dot{S}_{\text{нагр.с-2 min}} = 0,5 \dot{S}_{\text{нагр min}} = 20,59 + j14,38 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 7. Отключение одного из трансформаторов связи. В этом режиме ток в секционном реакторе обусловлен перетоком мощности от одного из генераторов в сторону оставшегося в работе трансформатора связи (рис. 31), причем наибольший переток имеет место в режиме минимальных нагрузок. Ток в секционном реакторе в этом режиме:

$$I_{LRB} = \left| \frac{\dot{S}_{LRB}}{\sqrt{3}U_{\text{ср.ном}}} \right| = \left| \frac{\dot{S}_{\text{ном Г1}} - (\dot{S}_{\text{нагр.с-1 min}} + \dot{S}_{\text{с.н.Г1}})}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} \right| =$$

$$= \frac{\sqrt{(63 - (20,59 + 6,3))^2 + (47,25 - (14,38 + 4,73))^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,51 \text{ кА.}$$

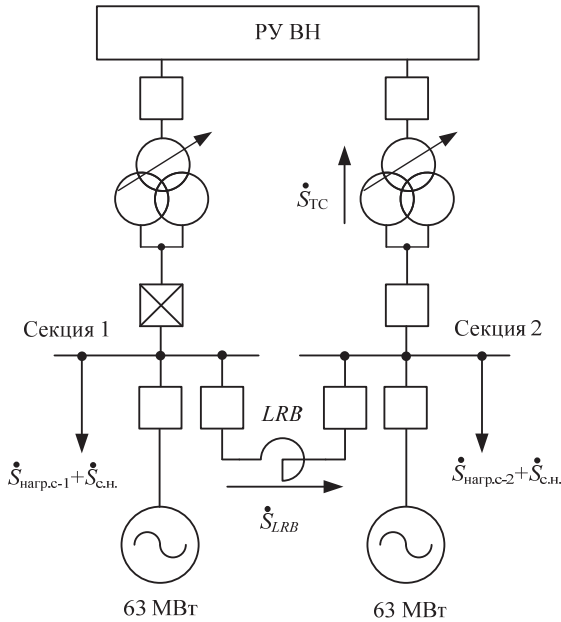


Рис. 31. Перетоки мощности через секционный реактор при отключении одного из ТС

Режим 8. Отключение одного из генераторов. Как показывают проведенные расчеты, мощности одного генератора недостаточно для покрытия мощности нагрузки, поэтому питание нагрузки на ГРУ в этом режиме осуществляется частично со стороны генератора станции, частично от шин РУ 220 кВ посредством трансформаторов связи. В соответствии с этим обстоятельством положительные направления потоков мощности выбраны так, как указано на рис. 32. Ток, протекающий по секционному реактору, определяется по выражению

$$I_{LRB} = \left| \frac{\dot{S}_{LRB}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} \right| = \left| \frac{\dot{S}_{\text{нагр.с-1 max}} + \dot{S}_{\text{с.н.Г1}} - \dot{S}_{\text{ТС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} \right|$$

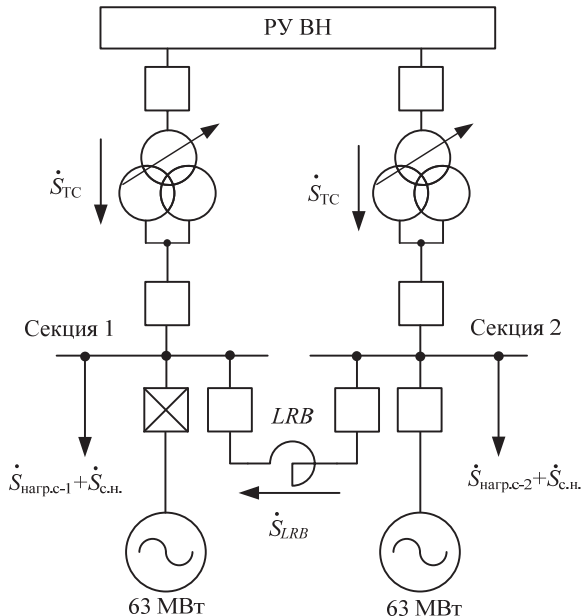


Рис. 32. Перетоки мощности через секционный реактор при отключении одного из генераторов

Целесообразно рассмотреть режим как максимальных, так и минимальных нагрузок, однако в данном примере ограничимся рассмотрением только максимальных нагрузок. В соответствии с принятым ранее допущением о равенстве потоков мощности через трансформаторы связи при отключении одного из генераторов и в соответствии с данными расчетного режима 4, где были получены значения этих потоков, получаем

$$I_{LRB} = \frac{\sqrt{(34,32 + 6,3 - 0,5 \cdot 18,24)^2 + (29,96 + 4,73 - 0,5 \cdot 12,12)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,34 \text{ кА.}$$

Итак, расчетным режимом при выборе номинального тока реактора оказался режим 7, и номинальный ток реактора должен быть не мень-

ше 2,5 кА. В соответствии со справочными данными [7] к установке могут быть рекомендованы реакторы типа РБГ-10-2500-0,14УЗ и РБГ-10-2500-0,20УЗ, номинальный ток которых соответствует расчетному. При этом предпочтение должно отдаваться последнему реактору, как имеющему наибольшее индуктивное сопротивление, равное 0,2 Ом. В дальнейшем выбранный реактор необходимо проверить на электродинамическую и термическую стойкость к токам аварийного режима.

Вариант 2. Схема ТЭЦ по второму варианту приведена на рис. 33. Здесь три генератора номинальной мощностью 63 МВт включены на параллельную работу через сборные шины ГРУ, остальные генераторы имеют блочную связь с РУ высокого напряжения.

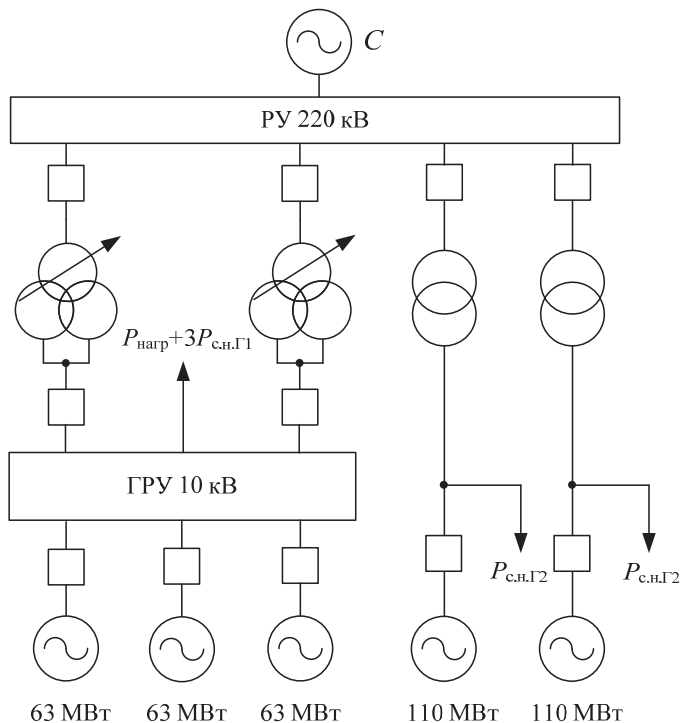


Рис. 33. Второй вариант структурной схемы ТЭЦ

Номинальная мощность блочных трансформаторов для генераторов разной мощности была выбрана ранее и остается неизменной.

Неизменной остается и номинальная мощность рабочих трансформаторов собственных нужд. Выберем номинальную мощность трансформаторов связи ГРУ с РУВН, рассмотрев различные режимы работы станции.

Режим 1. Нормальный эксплуатационный режим, зимний период. В соответствии с приведенными расчетными формулами, номинальная мощность трансформатора связи в этом режиме определяется как

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{S_{\text{изб макс з}}}{2} =$$

$$= 0,5 \sqrt{(\Sigma P_{\text{ном Г}} - \Sigma P_{\text{с.н.}} - P_{\text{нагр min з}})^2 + (\Sigma Q_{\text{ном Г}} - \Sigma Q_{\text{с.н.}} - Q_{\text{нагр min з}})^2}.$$

В расчетах за неимением данных о характере нагрузок полагаем, что минимумы и максимумы нагрузок в зимний (летний) период совпадают. Тогда

$$S_{\text{ном ТС}} \geq 0,5 \sqrt{(3P_{\text{ном Г1}} - 3P_{\text{с.н.Г1}} - P_{\text{нагр max}})^2 + (3Q_{\text{ном Г1}} - 3Q_{\text{с.н.Г1}} - Q_{\text{нагр max}})^2} =$$

$$= 0,5 \sqrt{(3 \cdot 63 - 3 \cdot 6,3 - 68,64)^2 + (3 \cdot 47,25 - 3 \cdot 4,73 - 49,91)^2} =$$

$$= 63,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 2. Нормальный эксплуатационный режим, летний период.

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{S_{\text{изб макс л}}}{2K_{\text{пер.дл}}} =$$

$$= \frac{\sqrt{(3P_{\text{ном Г1}} - 3P_{\text{с.н.Г1}} - P_{\text{нагр min}})^2 + (3Q_{\text{ном Г1}} - 3Q_{\text{с.н.Г1}} - Q_{\text{нагр min}})^2}}{2K_{\text{пер.дл}}}.$$

В расчетах за неимением данных о характере нагрузок полагаем, что значение $K_{\text{пер.дл}}$ равно 1,05. Тогда

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{\sqrt{(3 \cdot 63 - 3 \cdot 6,3 - 41,18)^2 + (3 \cdot 47,25 - 3 \cdot 4,73 - 28,75)^2}}{2 \cdot 1,05} =$$

$$= \frac{\sqrt{128,92^2 + 97,81^2}}{2 \cdot 1,05} = 77,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 3. Минимальная летняя нагрузка, отключение одного из ТС. Номинальная мощность ТС определяется по формуле

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{|\dot{S}_{\text{изб макс л}} - \dot{S}_{\text{ав.рез}}|}{K_{\text{ав.пер}}}.$$

В расчетах за неимением данных о характере нагрузок полагаем, что значение $K_{\text{пер.дл}}$ равно 1,3. Полагаем также, что коэффициент мощности аварийного резерва $\cos \varphi_{\text{ав.рез}}$ равен 0,89. В результате получаем

$$\dot{S}_{\text{ав.рез}} = P_{\text{ав.рез}} + jP_{\text{ав.рез}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ав.рез}} = 110 + j56,35 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Тогда в соответствии с расчетной формулой

$$S_{\text{ном Т}} \geq \frac{\sqrt{(128,92 - 110)^2 + (97,81 - 56,35)^2}}{1,3} = 35,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 4. Максимальная зимняя нагрузка, отключение одного наиболее мощного генератора. Рассчитаем недостаток мощности

$$S_{\text{недост}} = \left| \dot{S}_{\text{нагр макс з}} + \Sigma \dot{S}_{\text{с.н.}} - \left(\Sigma \dot{S}_{\text{ном Г}} - \dot{S}_{\text{ном Г}} \right) \right| =$$

$$= \sqrt{(68,64 + 3 \cdot 6,3 - 2 \cdot 63)^2 + (49,91 + 3 \cdot 4,73 - 2 \cdot 47,25)^2} =$$

$$= \sqrt{(-76,28)^2 + (-58,78)^2} = 96,28 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Отрицательные значения активной и реактивной составляющей расчетной величины означают, что при отключении генератора недостатка мощности не возникает, и имеет место избыток мощности, выдаваемый в энергосистему. Однако в этом режиме избыточная мощность меньше, чем в том случае, когда все генераторы находятся в работе. Этот недостаток мощности уже был учтен ранее в режимах 1 и 2. Таким образом, данный режим оказывается нерасчетным.

Режим 5. Максимальная летняя нагрузка, плановый вывод в ремонт одного из генераторов на ГРУ и аварийное отключение другого. В этом режиме возникает недостаток мощности, так как число генераторов на ГРУ меньше, чем необходимо для покрытия нагрузки. Мощность ТС должна быть выбрана таким образом, чтобы передать недостающую мощность потребителям от энергосистемы:

$$S_{\text{ном ТС}} \geq \frac{\dot{S}_{\text{нагр max л}} + 3\dot{S}_{\text{с.н.}} - \dot{S}_{\text{ном Г1}}}{2} =$$

$$= \frac{\sqrt{(41,18 + 3 \cdot 6,3 - 63)^2 + (28,75 + 3 \cdot 4,73 - 47,25)^2}}{2} = 2,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 6. Летняя нагрузка, плановый вывод в ремонт одного из генераторов на ГРУ и аварийное отключение одного из трансформаторов связи. Оставшиеся в работе генераторы обеспечивают питание нагрузки, поэтому имеется избыток мощности, выдаваемый в энергосистему. Переток максимальный в случае минимальной нагрузки. Если один из трансформаторов связи выходит из строя, выдачу мощности от ТЭЦ можно снизить на величину аварийного резерва. Избыток мощности, выдаваемый в энергосистему:

$$S_{\text{изб}} \geq \left| 2\dot{S}_{\text{ном Г1}} - \dot{S}_{\text{нагр min л}} - 3\dot{S}_{\text{с.н.}} \right| =$$

$$= \sqrt{(2 \cdot 63 - 41,18 - 3 \cdot 6,3)^2 + (2 \cdot 47,25 - 28,75 - 3 \cdot 4,73)^2} =$$

$$= \sqrt{65,92^2 + 51,56^2} = 83,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Активная и реактивная составляющие мощности аварийного резерва превышают одноименные составляющие максимальной избыточной мощности. Это означает, что в случае выхода из строя одного из

трансформаторов связи переток от шин ГРУ в энергосистему можно снизить до нуля или до иного значения, при котором можно исключить перегрузку оставшегося в работе трансформатора. Таким образом, в силу большого запаса мощности аварийного резерва данный режим оказался нерасчетным.

Итак, расчетным режимом оказался режим 2 – номинальная мощность ТС должна быть не меньше $77,06 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Принимаем к установке два трансформатора типа ТРДЦН-100000/220. Поскольку данные трансформаторы являются трансформаторами с расщепленными обмотками, то эти обмотки объединяются на параллельную работу, как показано на рис. 33.

Схема ТЭЦ по первому варианту имеет большее по сравнению со вторым вариантом число присоединений на РУ ВН, что увеличивает его площадь, усложняет эксплуатацию, требует установки дополнительного оборудования – блочного трансформатора. Вместе с тем трансформаторы связи в первой схеме обладают значительно меньшей мощностью, меньшим будет и уровень токов КЗ в сети генераторного напряжения, что уменьшает капиталовложения при сооружении станции. Выбор оптимального варианта возможен только после проведения технико-экономического обоснования схем ТЭЦ по обоим вариантам.

ЗАДАЧА 2. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ КЭС 2460 МВт

Исходные данные и задание. Разработать структурную схему КЭС на газомазутном топливе $2460(3 \cdot 320 + 3 \cdot 500)$ МВт. Выбрать номинальные параметры силовых трансформаторов и автотрансформаторов связи. Параметры потребителей на напряжении 220 кВ: число потребителей $n_{\text{п}} = 6$; мощность потребителей $P_{\text{п}} = 85$ МВт; коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{п}} = 0,87$; коэффициент одновременности $K_{\text{о}} = 0,84$; коэффициент летнего минимума $K_{\text{л min}} = 0,7$; коэффициент летнего максимума $K_{\text{л max}} = 0,9$. Число часов использования максимума нагрузки $T_{\text{max}} = 3600$ часов. Коэффициент мощности потребителей собственных нужд принять равным $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = 0,8$. Проектируемая станция связана с энергосистемой через сеть 500 кВ. Количество линий связи $n_{\text{с}} = 4$, длина линий связи $L_{\text{с}} = 470$ км. Мощность аварийного резерва равна $P_{\text{ав.рез}} = 400$ МВт, $\cos \varphi_{\text{ав}} = 0,8$.

Решение. Выбираем генераторы серии ТЗВ заданной мощности. Параметры генераторов ТЗВ-320-2ЕУЗ и ТЗВ-500-2ЕУЗ приведены соответственно в табл. 12 и 13.

Таблица 12

Электрические параметры генератора ТЗВ-320-2ЕУЗ

Параметры	Значение
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном Г1}} = 320 \text{ МВт}$
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном Г1}} = 20 \text{ кВ}$
Коэффициент мощности	$\cos \varphi_{\text{Г1}} = 0,85$
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном Г1}} = 375 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
Номинальная реактивная мощность	$Q_{\text{ном Г1}} = S_{\text{ном Г1}} \sin \varphi_{\text{Г1}} =$ $= S_{\text{ном Г1}} \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{Г1}}} =$ $= 375 \sqrt{1 - 0,85^2} = 198,75 \text{ Мвар}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном Г1}} = 10,9 \text{ кА}$
Сверхпереходное сопротивление по продольной оси	$x''_{d\text{Г1}} = x''_{d\text{Г1}} \frac{U_{\text{ном Г1}}^2}{S_{\text{ном Г1}}} =$ $= 0,243 \frac{20^2}{375} = 0,26 \text{ Ом}$
Индуктивное сопротивление обратной последовательности	$x_{2\text{Г1}} = x_{2\text{Г1}} \frac{U_{\text{ном Г1}}^2}{S_{\text{ном Г1}}} = 0,211 \cdot \frac{20^2}{375} = 0,23 \text{ Ом}$
Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока трехфазного КЗ генератора	$T_{a\text{Г1}}^{(3)} = 0,388 \text{ с}$
Активное сопротивление обмотки статора	$r_{\text{Г1}} = \frac{x_{2\text{Г1}}}{2\pi f T_{a\text{Г1}}^{(3)}} \frac{U_{\text{ном Г1}}^2}{S_{\text{ном Г1}}} =$ $= \frac{0,23}{314 \cdot 0,388} \frac{20^2}{375} = 2 \text{ мОм}$

Электрические параметры генератора ТЗВ-500-2ЕУЗ

Параметры	Значение
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном Г2}} = 500 \text{ МВт}$
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном Г2}} = 20 \text{ кВ}$
Коэффициент мощности	$\cos \varphi_{\text{Г2}} = 0,85$
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном Г2}} = 588 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
Номинальная реактивная мощность	$Q_{\text{ном Г2}} = S_{\text{ном Г2}} \sin \varphi_{\text{Г1}} =$ $S_{\text{ном Г2}} \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{Г1}}} =$ $= 588 \sqrt{1 - 0,85^2} = 311,64 \text{ Мвар}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном Г2}} = 17 \text{ кА}$
Сверхпереходное сопротивление по продольной оси	$x''_{d\text{Г2}} = x''_{d\text{Г2}} \frac{U_{\text{ном Г2}}^2}{S_{\text{ном Г2}}} =$ $= 0,243 \frac{20^2}{588} = 0,17 \text{ Ом}$
Индуктивное сопротивление обратной последовательности	$x_{2\text{Г2}} = x_{2\text{Г2}} \frac{U_{\text{ном Г1}}^2}{S_{\text{ном Г1}}} = 0,295 \frac{20^2}{588} = 0,2 \text{ Ом}$
Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока 3-фазного КЗ генератора	$T_{a\text{Г2}}^{(3)} = 0,34 \text{ с}$
Активное сопротивление обмотки статора	$r_{\text{Г2}} = \frac{x_{2\text{Г2}}}{2\pi f T_{a\text{Г2}}^{(3)}} \frac{U_{\text{ном Г2}}^2}{S_{\text{ном Г2}}} =$ $= \frac{0,2}{314 \cdot 0,34} \frac{20^2}{588} = 1,3 \text{ мОм}$

Мощность нагрузок собственных нужд примем равной 5 % от мощности генераторов. Расчеты параметров местной нагрузки ТЭЦ и нагрузки собственных нужд сведены в табл. 14 и 15 соответственно.

Параметры нагрузок РУ

Параметры	Значение
Максимальная активная мощность нагрузки для зимнего периода	$P_{\text{нагр max}} = n_{\Pi} P_{\Pi} K_{\text{о}} = 6 \cdot 85 \cdot 0,84 = 428 \text{ МВт}$
Максимальная реактивная мощность нагрузки для зимнего периода	$Q_{\text{нагр max}} = P_{\text{нагр max}} \operatorname{tg} \varphi_{\Pi} =$ $= 428 \cdot 0,57 = 244 \text{ Мвар}$
Максимальная полная мощность нагрузки для зимнего периода	$S_{\text{нагр max}} = \frac{P_{\text{нагр max}}}{\cos \varphi_{\Pi}} = \frac{428}{0,87} = 492 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
Минимальная активная мощность нагрузки для летнего периода	$P_{\text{нагр min}} = P_{\text{нагр max}} K_{\text{лет min}} = 428 \cdot 0,7 = 300 \text{ МВт}$
Минимальная реактивная мощность нагрузки для летнего периода	$Q_{\text{нагр min}} = Q_{\text{нагр max}} K_{\text{лет min}} = 244 \cdot 0,7 = 171 \text{ Мвар}$
Минимальная полная мощность нагрузки для летнего периода	$S_{\text{нагр min}} = \frac{P_{\text{нагр min}}}{\cos \varphi_{\Pi}} = \frac{300}{0,87} = 345 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
Максимальная активная мощность нагрузки для летнего периода	$P_{\text{л max}} = P_{\text{нагр max}} K_{\text{лет max}} =$ $= 428 \cdot 0,9 = 385 \text{ МВт}$
Максимальная реактивная мощность нагрузки для летнего периода	$Q_{\text{л max}} = Q_{\text{нагр max}} K_{\text{лет max}} =$ $= 244 \cdot 0,9 = 220 \text{ Мвар}$
Максимальная полная мощность нагрузки для летнего периода	$S_{\text{л max}} = \frac{P_{\text{л max}}}{\cos \varphi_{\Pi}} = \frac{385}{0,87} = 443 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Параметры нагрузок собственных нужд

Параметры	Значение
Активная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-320-2ЕУЗ	$P_{\text{с.н.Г1}} = 0,05 P_{\text{ном Г1}} = 16 \text{ МВт}$

Параметры	Значение
Реактивная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-320-2ЕУЗ	$Q_{с.н.Г1} = P_{с.н.Г1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{с.н} = 12 \text{ Мвар}$
Полная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-320-2ЕУЗ	$S_{с.н.Г1} = P_{с.н.Г1} / \cos \varphi_{с.н} = 16 / 0,8 = 20 \text{ МВ} \cdot \text{А}$
Активная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-500-2ЕУЗ	$P_{с.н.Г2} = 0,05 \cdot P_{\text{ном} Г2} = 25 \text{ МВт}$
Реактивная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-500-2ЕУЗ	$Q_{с.н.Г2} = P_{с.н.Г2} \operatorname{tg} \varphi_{с.н} = 18,75 \text{ Мвар}$
Полная мощность собственных нужд генератора ТЗВ-500-2ЕУЗ	$S_{с.н.Г2} = P_{с.н.Г2} / \cos \varphi_{с.н} = 25 / 0,8 = 31,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Желательно, чтобы суммарная мощность блоков «генератор–трансформатор», работающих на шины РУСН, превышала суммарную мощность потребителей на СН. Определим минимальное число генераторов мощностью 320 МВт:

$$m = \frac{S_{\text{нагр max}}}{|\dot{S}_{\text{ном} Г1} - \dot{S}_{с.н.Г1}|} = \frac{S_{\text{нагр max}}}{\sqrt{(P_{\text{ном} Г1} - P_{с.н.Г1})^2 + (Q_{\text{ном} Г1} - Q_{с.н.Г1})^2}} =$$

$$= \frac{428}{\sqrt{(320 - 16)^2 + (198,75 - 12)^2}} = 1,18 \approx 2.$$

Округляем в сторону большего.

Определим минимальное число генераторов мощностью 500 МВт:

$$m = \frac{S_{\text{нагр max}}}{|\dot{S}_{\text{ном} Г2} - \dot{S}_{с.н.Г2}|} = \frac{S_{\text{нагр max}}}{\sqrt{(P_{\text{ном} Г2} - P_{с.н.Г2})^2 + (Q_{\text{ном} Г2} - Q_{с.н.Г2})^2}} =$$

$$= \frac{428}{\sqrt{(500 - 25)^2 + (311,64 - 18,75)^2}} = 0,77 \approx 1.$$

Округляем в сторону большего.

Следовательно, на РУСН минимальное количество генераторов 320 МВт равно двум, и генераторов 500 МВт – одному. Рассмотрим варианты выполнения структурной схемы.

Вариант 1. Схема КЭС по первому варианту приведена на рис. 34. Здесь два генератора номинальной мощностью 500 МВт имеют блочную связь с РУСН. Остальные генераторы имеют блочную связь с РУВН. РУСН и РУВН связаны посредством двух автотрансформаторов связи.

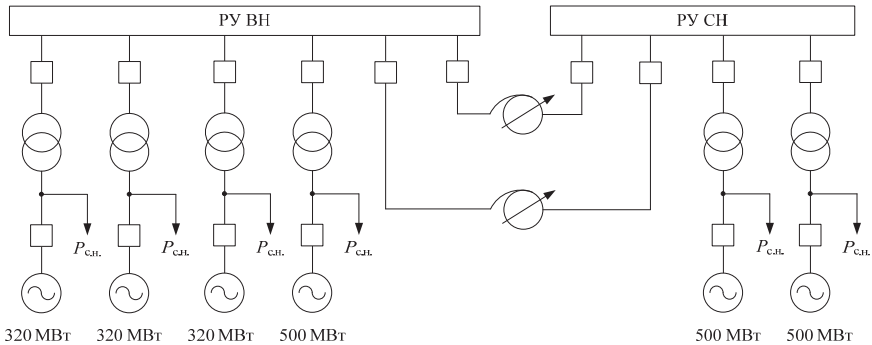


Рис. 34. Первый вариант структурной схемы КЭС

Выберем номинальную мощность автотрансформаторов связи, рассмотрим различные режимы работы станции.

Режим 1. Нормальный рабочий режим в период летнего минимума.

В этом режиме максимальный избыток мощности на стороне СН будет передаваться через автотрансформатор связи на сторону ВН. Автотрансформатор связи работает в автотрансформаторном режиме, поэтому его номинальная мощность не должна быть меньше мощности перетока с учетом возможности систематических перегрузок. Избыток мощности на стороне СН можно определить следующим образом:

$$P_{\text{изб}} = n_{\Gamma \text{ СН}} (P_{\text{ном Г2}} - P_{\text{с.н.Г2}}) - P_{\text{нагр min}} = 2(500 - 25) - 300 = 650 \text{ МВт};$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{изб}} &= n_{\Gamma \text{ СН}} (Q_{\text{ном Г2}} - Q_{\text{с.н.Г2}}) - Q_{\text{нагр min}} = \\ &= 2(311,64 - 18,75) - 171 = 415 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

Поскольку неизвестны график нагрузки, а также место строительства данной станции, коэффициент систематической перегрузки может быть принят равным 1,2. Мощность АТС должна быть не меньше следующего значения:

$$S_{\text{АТС}} = \frac{\sqrt{P_{\text{изб}}^2 + Q_{\text{изб}}^2}}{2K_{\text{с.п.}}} = \frac{\sqrt{650^2 + 415^2}}{2 \cdot 1,2} = 321 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 2. Аварийное отключение одного автотрансформатора связи в режиме минимальных нагрузок потребителей на стороне СН.

В нормальном режиме связь между РУ осуществляется с помощью двух автотрансформаторов, работающих параллельно, поэтому по каждому из них протекает половина мощности перетока. Трансформаторы и автотрансформаторы по условию нагрева допускают кратковременную перегрузку в аварийном режиме. Примем коэффициент аварийной перегрузки равным 1,4. В системе существует обязательный резерв мощности $P_{\text{ав}}$ и $Q_{\text{ав}}$, который может передаваться на электрическую станцию. Очевидно, что оставшийся в работе автотрансформатор связи не сможет передавать двойную мощность после отключения второго автотрансформатора. Однако мы можем снизить величину перетока на величину имеющегося аварийного резерва. Тогда мощность автотрансформатора связи не должна быть меньше следующего значения:

$$\begin{aligned} S_{\text{АТС}} &= \frac{\sqrt{(P_{\text{изб}} - P_{\text{ав}})^2 + (Q_{\text{изб}} - P_{\text{ав}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ав}})^2}}{K_{\text{а.п.}}} = \\ &= \frac{\sqrt{(650 - 400)^2 + (415 - 300)^2}}{1,4} = 197 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Режим 3. Отключение одного генератора на стороне СН в режиме зинего максимума.

В данном режиме необходимо определить, достаточно ли мощности оставшихся в работе генераторов для покрытия нагрузки. Для этого вычтем из мощности нагрузки мощность отключенного генератора и мощность собственных нужд. Получим значение мощности перетока через автотрансформатор связи:

$$\begin{aligned} P_{\text{пер}} &= P_{\text{нагр max}} - (n_{\Gamma \text{ СН}} - 1)(P_{\text{ном Г2}} - P_{\text{с.н.Г2}}) = \\ &= 428 - (2 - 1)(500 - 25) = -47 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

$$Q_{\text{пер}} = Q_{\text{нагр max}} - (n_{\Gamma \text{ СН}} - 1)(Q_{\text{ном Г2}} - Q_{\text{с.н.Г2}}) = \\ = 244 - (2 - 1)(311,64 - 18,75) = -49 \text{ Мвар.}$$

Полученное значение отрицательное. Это значит, что мощности оставшегося в работе генератора достаточно для покрытия нагрузки. Полученный избыток будет передаваться на сторону ВН. Режим не расчетный.

Режим 4. Аварийное отключение блока на РУСН в режиме летнего максимума при выведенном одном блоке на РУСН в плановый ремонт. Плановый ремонт блока, как правило, происходит в летний период, когда нагрузка минимальная. При этом не исключена вероятность аварийного отключения работавшего генератора или блока. В этом случае также необходимо проверить, достаточно ли мощности оставшихся в работе генераторов для покрытия нагрузки:

$$P_{\text{пер}} = P_{\text{л max}} - (n_{\Gamma \text{ СН}} - 2)(P_{\text{ном Г2}} - P_{\text{с.н.Г2}}) = \\ = 385 - (2 - 2)(500 - 25) = 385 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\text{пер}} = Q_{\text{л max}} - (n_{\Gamma \text{ СН}} - 2)(Q_{\text{ном Г2}} - Q_{\text{с.н.Г2}}) = \\ = 220 - (2 - 2)(311,64 - 18,75) = 220 \text{ Мвар.}$$

Очевидно, что на стороне СН не остается в работе ни одного генератора, поэтому вся мощность нагрузки будет передаваться через автотрансформатор связи. Поэтому его мощность должна быть не меньше следующего значения:

$$S_{\text{АТС}} = \frac{\sqrt{P_{\text{пер}}^2 + Q_{\text{пер}}^2}}{2K_{\text{с.п.}}} = \frac{\sqrt{385^2 + 220^2}}{2 \cdot 1,2} = 185 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Режим 5. Аварийное отключение автотрансформатора связи в режиме летнего максимума при выведенном одном блоке на РУ СН в плановый ремонт.

Данный режим не будет расчетным, так как отключение блока даже в период зимнего максимума не приводит к дефициту мощности на стороне СН.

Расчетным будет являться режим с большим перетоком мощности. В данном варианте это режим 1. $S_{АТС} = 321 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Вариант 2. Схема КЭС по второму варианту приведена на рис. 35. Здесь три генератора номинальной мощностью 500 МВт имеют блочную связь с РУВН. Остальные генераторы имеют блочную связь с РУСН. РУСН и РУВН связаны посредством двух автотрансформаторов связи.

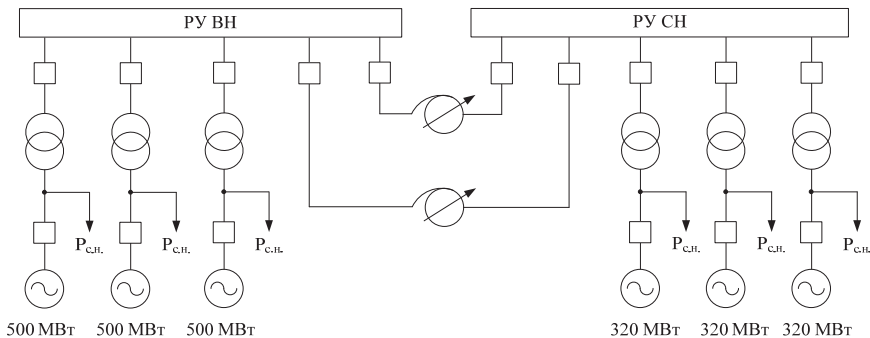


Рис. 35. Второй вариант структурной схемы КЭС

Выберем номинальную мощность трансформаторов связи АТС РУ СН с РУ ВН, рассмотрев различные режимы работы станции.

Режим 1. Нормальный рабочий режим в период летнего минимума.

$$P_{изб} = n_{Г\text{ СН}}(P_{ном\ Г1} - P_{с.п.Г1}) - P_{нагр\ min} =$$

$$= 3(320 - 16) - 300 = 612 \text{ МВт};$$

$$Q_{изб} = n_{Г\text{ СН}}(Q_{ном\ Г1} - Q_{с.п.Г1}) - Q_{нагр\ min} =$$

$$= 3(198,75 - 12) - 171 = 389 \text{ Мвар}.$$

$$S_{АТС} = \frac{\sqrt{P_{изб}^2 + Q_{изб}^2}}{2 \cdot K_{с.п.}} = \frac{\sqrt{612^2 + 389^2}}{2 \cdot 1,2} = 302 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 2. Отключение одного автотрансформатора связи в режиме минимальных нагрузок потребителей на стороне СН:

$$S_{\text{АТС}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{ИЗБ}} - P_{\text{ав}})^2 + (Q_{\text{ИЗБ}} - P_{\text{ав}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ав}})^2}}{K_{\text{а.п.}}} =$$

$$= \frac{\sqrt{(612 - 400)^2 + (389 - 300)^2}}{1,4} = 164 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 3. Отключение одного генератора на стороне СН в режиме зимнего максимума:

$$P_{\text{пер}} = P_{\text{нагр max}} - (n_{\text{Г СН}} - 1)(P_{\text{НОМ Г1}} - P_{\text{с.н.Г1}}) =$$

$$= 428 - (3 - 1)(320 - 16) = -180 \text{ МВт}.$$

$$Q_{\text{пер}} = Q_{\text{нагр max}} - (n_{\text{Г СН}} - 1)(Q_{\text{НОМ Г1}} - Q_{\text{с.н.Г1}}) =$$

$$= 244 - (3 - 1)(198,75 - 12) = -130 \text{ Мвар}.$$

Режим не расчетный.

Режим 4. Аварийное отключение блока на РУ СН в режиме летнего максимума при выведенном одном блоке на РУ СН в плановый ремонт:

$$P_{\text{пер}} = P_{\text{л max}} - (n_{\text{Г СН}} - 2)(P_{\text{НОМ Г1}} - P_{\text{с.н.Г1}}) =$$

$$= 385 - (3 - 2)(320 - 16) = 81 \text{ МВт}.$$

$$Q_{\text{пер}} = Q_{\text{л max}} - (n_{\text{Г СН}} - 2)(Q_{\text{НОМ Г2}} - Q_{\text{с.н.Г2}}) =$$

$$= 220 - (3 - 2)(198,75 - 12) = 33 \text{ Мвар}.$$

Значения получились положительные. Это означает, что мощности оставшегося генератора недостаточно для покрытия нагрузки. Недостаток мощности будет передаваться со стороны ВН через автотрансформаторы связи. Поэтому его мощность не должна быть меньше следующего значения:

$$S_{\text{АТС}} = \frac{\sqrt{P_{\text{пер}}^2 + Q_{\text{пер}}^2}}{2K_{\text{с.п.}}} = \frac{\sqrt{81^2 + 33^2}}{2 \cdot 1,2} = 36 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 5. Аварийное отключение автотрансформатора связи в режиме летнего максимума при выведенном одном блоке на РУСН в плановый ремонт.

Режим не расчетный.

Расчетным будет являться режим с большим перетоком мощности. В данном варианте это режим 1. $S_{АТС} = 302 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Вариант 3. Схема КЭС по третьему варианту изображена на рис. 36. Здесь два генератора номинальной мощностью 320 МВт имеют блочную связь с РУСН. Остальные генераторы имеют блочную связь с РУВН. РУСН и РУВН связаны посредством двух автотрансформаторов связи.

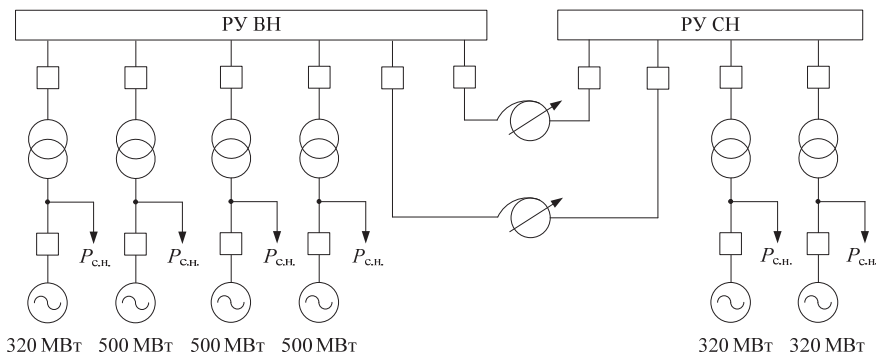


Рис. 36. Третий вариант структурной схемы КЭС

Выберем номинальную мощность трансформаторов связи, рассмотрев различные режимы работы станции.

Режим 1. Нормальный рабочий режим в период летнего минимума:

$$P_{\text{изб}} = n_{\Gamma \text{ СН}} (P_{\text{ном } \Gamma 1} - P_{\text{с.н.}\Gamma 1}) - P_{\text{нагр min}} =$$

$$= 2(320 - 16) - 300 = 308 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{изб}} = n_{\Gamma \text{ СН}} (Q_{\text{ном } \Gamma 1} - Q_{\text{с.н.}\Gamma 1}) - Q_{\text{нагр min}} =$$

$$= 2(198,75 - 12) - 171 = 203 \text{ Мвар}.$$

$$S_{\text{изб}} = \sqrt{P_{\text{изб}}^2 + Q_{\text{изб}}^2} = \sqrt{308^2 + 203^2} = 369 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{\text{ATC}} = \frac{S_{\text{изб}}}{2K_{\text{с.п.}}} = \frac{369}{2 \cdot 1,2} = 154 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 2. Отключение одного автотрансформатора связи в режиме минимальных нагрузок потребителей на стороне СН:

$$\begin{aligned} S_{\text{ATC}} &= \frac{\sqrt{(P_{\text{изб}} - P_{\text{ав}})^2 + (Q_{\text{изб}} - P_{\text{ав}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ав}})^2}}{K_{\text{а.п.}}} = \\ &= \frac{\sqrt{(308 - 400)^2 + (203 - 300)^2}}{1,4} = 96 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Режим 3. Отключение одного генератора на стороне СН в режиме зимнего максимума.

Поскольку на стороне СН имеются генераторы с номинальной мощностью 500 и 320 МВт, очевидно, что следует рассматривать вариант отключения генератора с номинальной мощностью 500 МВт.

$$\begin{aligned} P_{\text{пер}} &= P_{\text{нагр max}} - (n_{\Gamma 2 \text{ СН}} - 1)(P_{\text{ном } \Gamma 2} - P_{\text{с.н.}\Gamma 2}) - \\ &\quad - n_{\Gamma 1 \text{ СН}} P_{\text{ном } \Gamma 1} - P_{\text{с.н.}\Gamma 1} = \\ &= 428 - (3 - 1)(500 - 25) - 1(320 - 16) = -826 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{пер}} &= Q_{\text{нагр max}} - (n_{\Gamma 2 \text{ СН}} - 1)(Q_{\text{ном } \Gamma 2} - Q_{\text{с.н.}\Gamma 2}) - \\ &\quad - n_{\Gamma 1 \text{ СН}} Q_{\text{ном } \Gamma 1} - Q_{\text{с.н.}\Gamma 1} = \\ &= 244 - (3 - 1)(311,64 - 18,75) - 1(198,75 - 12) = -529 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

Режим не расчетный.

Режим 4. Аварийное отключение блока на РУСН в режиме летнего максимума при выведенном одном блоке на РУСН в плановый ремонт:

$$\begin{aligned} P_{\text{пер}} &= P_{\text{нагр max}} - (n_{\Gamma 2 \text{ СН}} - 2)(P_{\text{ном } \Gamma 2} - P_{\text{с.н.}\Gamma 2}) - \\ &\quad - n_{\Gamma 1 \text{ СН}} P_{\text{ном } \Gamma 1} - P_{\text{с.н.}\Gamma 1} = \\ &= 428 - (3 - 2)(500 - 25) - 1(320 - 16) = -351 \text{ МВт}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{пер}} &= Q_{\text{нагр max}} - (n_{\Gamma 2} \text{СН} - 1)(Q_{\text{ном } \Gamma 2} - Q_{\text{с.н.}\Gamma 2}) - \\
 &\quad - n_{\Gamma 1} \text{СН} Q_{\text{ном}\Gamma 1} - Q_{\text{с.н.}\Gamma 1} = \\
 &= 244 - (3 - 2)(311,64 - 18,75) - 1(198,75 - 12) = -236 \text{ Мвар.}
 \end{aligned}$$

Режим не расчетный.

Режим 5. Аварийное отключение автотрансформатора связи в режиме летнего максимума при выведенном одном блоке на РУСН в плановый ремонт.

Режим не расчетный.

Расчетным будет являться режим с большим перетоком мощности. В данном варианте это режим 1. $S_{\text{АТС}} = 154 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Вариант 4. Схема КЭС по четвертому варианту изображена на рис. 37. Здесь два генератора номинальной мощностью 320 МВт имеют блочную связь с РУСН. Три генератора номинальной мощностью 500 МВт имеют блочную связь с РУВН. Генератор номинальной мощностью 320 МВт подключен к обмоткам НН двух автотрансформаторов.

Выберем мощности автотрансформаторов блока для данного варианта.

Мощность обмотки НН должна быть не меньше мощности генератора за вычетом мощности собственных нужд:

$$\begin{aligned}
 S_{\text{НН}} &= \frac{\sqrt{(P_{\text{ном } \Gamma 1} - P_{\text{с.н.}\Gamma 1})^2 + (Q_{\text{ном } \Gamma 1} - Q_{\text{с.н.}\Gamma 1})^2}}{2} = \\
 &= \frac{\sqrt{(320 - 16)^2 + (198,75 - 12)^2}}{2} = 177,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.
 \end{aligned}$$

Трехфазные автотрансформаторы с такой мощностью обмотки НН не выпускаются. Поэтому необходимо использовать группу из трех однофазных автотрансформаторов марки АОДЦТН. Трехфазная мощность обмотки НН такой группы будет равна утроенному значению мощности обмотки:

$$S_{\text{НН3ф}} = 3S_{\text{НН}} = 3 \cdot 67 = 201 > 177,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Рассмотрим различные режимы работы станции.

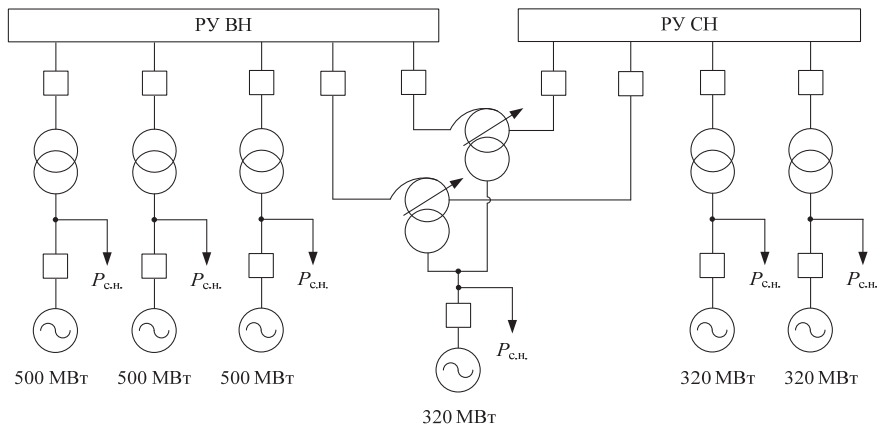


Рис. 37. Четвертый вариант структурной схемы

Режим 1. Нормальный режим в период летнего минимума. $P_{изб} = 308$ МВт, $Q_{изб} = 203$ Мвар (см. вариант 3, режим 1):

$$S_{АТБ} = \frac{\sqrt{(P_{изб} + P_{НОМ\Gamma 1} - P_{с.н.\Gamma 1})^2 + (Q_{изб} + Q_{НОМ\Gamma 1} - Q_{с.н.\Gamma 1})^2}}{2K_{с.п.}} =$$

$$= \frac{\sqrt{(308 + 320 - 16)^2 + (203 + 198,75 - 12)^2}}{2 \cdot 1,2} = 302 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 2. Аварийное отключение одного из автотрансформатора блока. Тогда его мощность определяется следующим образом:

$$S_{АТБ} = \frac{\sqrt{(P_{изб} + P_{НОМ\Gamma 1} - P_{с.н.\Gamma 1} - P_{ав})^2 + (Q_{изб} + Q_{НОМ\Gamma 1} - Q_{с.н.\Gamma 1} - Q_{ав})^2}}{K_{а.п.}} =$$

$$= \frac{\sqrt{(308 + 320 - 16 - 400)^2 + (203 + 198,75 - 12 - 300)^2}}{1,4} = 160 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 3. Аварийное отключение генератора на стороне СН в режиме зимнего максимума нагрузок.

Определим, достаточна ли мощность, выдаваемая оставшимся генератором, для покрытия нагрузки на стороне СН:

$$P_{\text{СН}} = P_{\text{нагр max}} - (P_{\text{ном Г1}} - P_{\text{с.н.Г1}}) = 428 - (320 - 16) = 124 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{СН}} = Q_{\text{нагр max}} - (Q_{\text{ном Г1}} - Q_{\text{с.н.Г1}}) = 244 - (198,75 - 12) = 57 \text{ Мвар}.$$

Значение мощности получилось положительным. Это означает, что мощности оставшегося в работе генератора недостаточно для покрытия нагрузки.

Проверим, достаточно ли мощности генератора, подключенного к обмотке НН автотрансформатора, для покрытия недостатка мощности на стороне СН. Для этого вычтем из мощности генератора, подключенного к стороне НН автотрансформатора, мощность собственных нужд и величину недостатка мощности на стороне СН $S_{\text{СН}}$. Тем самым мы получим значение мощности $S_{\text{ВН}}$, которое будет передаваться на сторону ВН в случае покрытия нагрузки или со стороны ВН, если мощности генератора окажется недостаточно для покрытия нагрузки. Таким образом,

$$P_{\text{ВН}} = (P_{\text{ном Г1}} - P_{\text{с.н.Г1}}) - P_{\text{СН}} = (320 - 16) - 124 = 180 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ВН}} = (Q_{\text{ном Г1}} - Q_{\text{с.н.Г1}}) - Q_{\text{СН}} = (198,75 - 12) - 57 = 130 \text{ Мвар}.$$

Значение мощности получилось положительным. Это значит, что мощности генератора, подключенного к обмотке НН автотрансформатора, достаточно для покрытия нагрузки на стороне СН. Полученный избыток будет передаваться на сторону ВН.

В данном режиме мощность со стороны НН автотрансформатора передается на стороны ВН и СН. При рассмотрении трансформаторных режимов было доказано, что подобный режим не вызывает перегрузки последовательной и общей обмоток. В случае, если бы мощности генератора на стороне НН оказалось недостаточно, мощность АТБ определялась бы по формуле

$$S_{\text{АТБ}} = \frac{1}{2} \left| \left(\frac{\dot{S}_{\text{НН}}}{K_{\text{выг}}} + \dot{S}_{\text{ВН}} \right) \right| = \frac{1}{2} \left| \left(\frac{\dot{S}_{\text{ном Г1}} - \dot{S}_{\text{с.н.Г1}}}{K_{\text{выг}}} + \dot{S}_{\text{ВН}} \right) \right|.$$

Режим 4. Отключение автотрансформатора при выведенном в плановый ремонт одном генераторе на РУ СН.

Определим, достаточна ли мощность, выдаваемая оставшимся генератором, для покрытия нагрузки на стороне СН:

$$P_{\text{СН}} = P_{\text{л max}} - (P_{\text{ном Г1}} - P_{\text{с.н.Г1}}) = 385 - (320 - 16) = 81 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{СН}} = Q_{\text{л max}} - (Q_{\text{ном Г1}} - Q_{\text{с.н.Г1}}) = 220 - (198,75 - 12) = 33 \text{ Мвар}.$$

Значение мощности получилось положительным. Это означает, что мощности оставшегося в работе генератора недостаточно для покрытия нагрузки.

Проверим, достаточно ли мощности генератора, подключенного к обмотке НН автотрансформатора, для покрытия недостатка мощности на стороне СН. Для этого вычтем из мощности этого генератора мощность собственных нужд и величину недостатка мощности на стороне СН $S_{\text{СН}}$. Тем самым мы получим значение мощности $S_{\text{ВН}}$, которое будет передаваться на сторону ВН в случае покрытия нагрузки или со стороны ВН, если мощности генератора окажется недостаточно для покрытия нагрузки. Таким образом,

$$P_{\text{ВН}} = (P_{\text{ном Г1}} - P_{\text{с.н.Г1}}) - P_{\text{СН}} = (320 - 16) - 81 = 223 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ВН}} = (Q_{\text{ном Г1}} - Q_{\text{с.н.Г1}}) - Q_{\text{СН}} = (198,75 - 12) - 33 = 187 \text{ Мвар}.$$

Значение мощности получилось положительным. Это значит, что мощности генератора, подключенного к обмотке НН автотрансформатора, достаточно для покрытия нагрузки на стороне СН. Полученный избыток будет передаваться на сторону ВН.

В режиме и через обмотку НН невозможно передать мощность генератора за вычетом мощности собственных нужд, не перегрузив ее. Однако мощность, передаваемую на сторону ВН, можно снизить на величину мощности аварийного резерва и учесть перегрузку автотрансформатора в аварийном режиме. При этом на сторону СН необходимо передать недостающую мощность для покрытия нагрузки.

Тогда мощность обмотки НН АТБ не должна быть меньше следующего значения:

$$P_{\text{НН}} = P_{\text{ном Г1}} - P_{\text{с.н.Г1}} - P_{\text{СН}} - P_{\text{ав}} = 320 - 16 - 81 - 400 = -177 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{НН}} = Q_{\text{ном Г1}} - Q_{\text{с.н.Г1}} - Q_{\text{СН}} - Q_{\text{ав}} = 198,75 - 12 - 33 - 300 = -146 \text{ Мвар}.$$

Полученное значение получилось отрицательным. Это говорит о том, что мощности аварийного резерва достаточно, чтобы не перегружать обмотку НН АТБ при передаче мощности на сторону ВН. Кроме того, мощности обмотки НН достаточно, чтобы покрыть недостаток мощности, возникающий из-за отключения одного генератора.

Режим 5. Аварийное отключение блока на стороне СН при выведенном в плановый ремонт блоке на стороне СН.

В этом режиме отключены оба блока на стороне СН, поэтому мощность, необходимая для покрытия нагрузки, будет передаваться через автотрансформатор. Проверим, достаточно ли мощности генератора, подключенного к обмоткам НН автотрансформатора, для покрытия нагрузки.

$$P_{СН} = P_{л \max} - (P_{ном Г1} - P_{с.н.Г1}) = 385 - (320 - 16) = 81 \text{ МВт};$$

$$Q_{СН} = Q_{л \max} - (Q_{ном Г1} - Q_{с.н.Г1}) = 220 - (198,75 - 12) = 33 \text{ Мвар}.$$

Значение мощности положительное, значит, одного генератора недостаточно для покрытия. Недостаток будет передаваться со стороны ВН.

Вариант 5. Схема КЭС по пятому варианту изображена на рис. 38. Здесь один генератор номинальной мощностью 320 МВт и один генератор номинальной мощностью 500 МВт имеют блочную связь с РУСН. Два генератора номинальной мощностью 500 МВт имеют блочную связь с РУВН. Два генератора номинальной мощностью 320 МВт подключены к обмоткам НН автотрансформатора.

Мощность обмотки НН должна быть не меньше мощности генератора за вычетом мощности собственных нужд:

$$\begin{aligned} S_{НН} &= \sqrt{(P_{ном Г1} - P_{с.н.Г1})^2 + (Q_{ном Г1} - Q_{с.н.Г1})^2} = \\ &= \sqrt{(320 - 16)^2 + (198,75 - 12)^2} = 355 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Трехфазные автотрансформаторы с такой мощностью обмотки НН не выпускаются. Поэтому необходимо использовать группу из трех однофазных автотрансформаторов марки АОДЦТН. Трехфазная мощность обмотки НН такой группы будет равна утроенному значению мощности обмотки:

$$S_{НН 3\phi} = 3S_{НН 3\phi} = 3 \cdot 120 = 360 > 355 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Рассмотрим различные режимы работы станции.

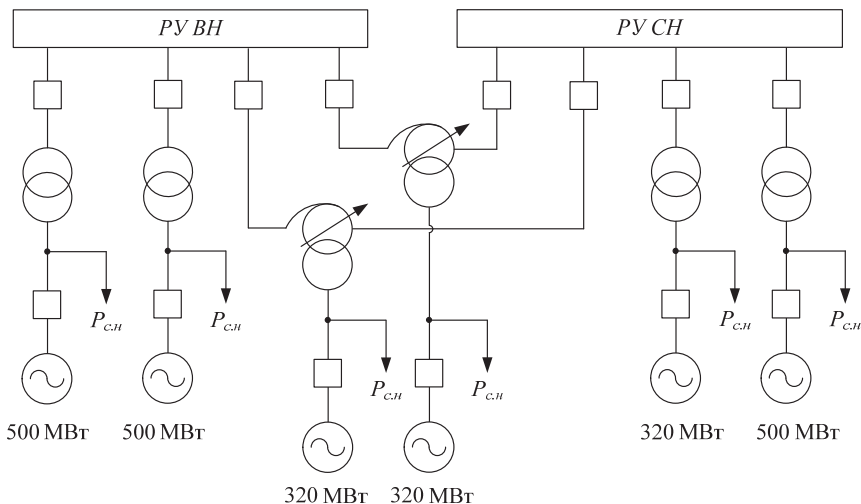


Рис. 38. Пятый вариант структурной схемы

Режим 1. Нормальный режим в период летнего минимума.

$$P_{\text{изб}} = n_{\Gamma 1 \text{ СН}}(P_{\text{ном } \Gamma 1} - P_{\text{с.н.}\Gamma 1}) + n_{\Gamma 2 \text{ СН}}(P_{\text{ном } \Gamma 2} - P_{\text{с.н.}\Gamma 2}) - P_{\text{нагр min}} =$$

$$= 1(320 - 16) + 1(500 - 25) - 300 = 479 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{изб}} = n_{\Gamma 1 \text{ СН}}(Q_{\text{ном } \Gamma 1} - Q_{\text{с.н.}\Gamma 1}) + n_{\Gamma 2 \text{ СН}}(Q_{\text{ном } \Gamma 2} - Q_{\text{с.н.}\Gamma 2}) - Q_{\text{нагр min}} =$$

$$= 1(198,75 - 12) + 1(311,64 - 18,75) - 171 = 309 \text{ Мвар}.$$

При этом величина мощности перетока через каждый из авто-трансформатор равна:

$$P_{\text{пер}} = \frac{P_{\text{изб}}}{2} + P_{\text{ном } \Gamma 1} - P_{\text{с.н.}\Gamma 1} = \frac{479}{2} + 320 - 16 = 543,5 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{пер}} = \frac{Q_{\text{изб}}}{2} + Q_{\text{ном } \Gamma 1} - Q_{\text{с.н.}\Gamma 1} = \frac{309}{2} + 198,75 - 12 = 341 \text{ Мвар}.$$

С учетом этого мощность АТБ должна быть

$$S_{\text{АТБ}} = \frac{\sqrt{P_{\text{пер}}^2 + Q_{\text{пер}}^2}}{K_{\text{с.п.}}} = \frac{\sqrt{543,5^2 + 341^2}}{1,2} = 535 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 2. Аварийное отключение одного из автотрансформаторов:

$$S_{\text{АТБ}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{изб}} + 2P_{\text{ном}} \Gamma 1 - 2P_{\text{с.н.}} \Gamma 1 - P_{\text{ав}})^2 + (Q_{\text{изб}} + 2Q_{\text{ном}} \Gamma 1 - 2Q_{\text{с.н.}} \Gamma 1 - Q_{\text{ав}})^2}}{K_{\text{а.п.}}} =$$

$$= \frac{\sqrt{(479 + 2 \cdot 320 - 2 \cdot 16 - 400)^2 + (309 + 2 \cdot 198,75 - 2 \cdot 12 - 300)^2}}{1,4} = 425 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Режим 3. Аварийное отключение генератора 500 МВт на стороне СН в режиме зимнего максимума нагрузок.

Определим, достаточна ли мощность, выдаваемая оставшимся генератором, для покрытия нагрузки на стороне СН:

$$P_{\text{СН}} = P_{\text{л max}} - (P_{\text{ном}} \Gamma 1 - P_{\text{с.н.}} \Gamma 1) = 385 - (320 - 16) = 81 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{СН}} = Q_{\text{л max}} - (Q_{\text{ном}} \Gamma 1 - Q_{\text{с.н.}} \Gamma 1) = 220 - (198,75 - 12) = 33 \text{ Мвар}.$$

Значение мощности получилось положительным. Это означает, что мощности оставшегося в работе генератора недостаточно для покрытия нагрузки.

Проверим, достаточно ли мощности генераторов, подключенных к обмоткам НН автотрансформаторов, для покрытия недостатка мощности на стороне СН. Для этого вычтем из мощности генераторов, подключенных к сторонам НН автотрансформаторов, мощности собственных нужд и величину недостатка мощности на стороне СН $S_{\text{СН}}$. Тем самым мы получим значение мощности $S_{\text{ВН}}$, которое будет передаваться на сторону ВН в случае покрытия нагрузки или со стороны ВН, если мощности генератора окажется недостаточно для покрытия нагрузки. Таким образом:

$$P_{ВН} = 2P_{\text{НОМ Г1}} - 2 \cdot P_{\text{С.Н.Г1}} - P_{\text{СН}} = 2 \cdot 320 - 2 \cdot 16 - 81 = 527 \text{ МВт};$$

$$Q_{ВН} = 2Q_{\text{НОМ Г1}} - 2 \cdot Q_{\text{С.Н.Г1}} - Q_{\text{СН}} = 2 \cdot 198,75 - 2 \cdot 12 - 33 = 341 \text{ Мвар.}$$

Значение мощности получилось положительным. Это значит, что мощности генератора, подключенного к обмотке НН автотрансформатора, достаточно для покрытия нагрузки на стороне СН. Полученный избыток будет передаваться на сторону ВН.

В данном режиме мощность со стороны НН передается на стороны ВН и СН. Подобный режим не вызывает перегрузки последовательной и общей обмоток. В случае, если бы мощности генератора на стороне НН оказалось недостаточно, мощность автотрансформатора определялась бы по формуле

$$S_{\text{АТБ}} = \left(\frac{\dot{S}_{\text{НН}}}{K_{\text{ВЫГ}}} + \frac{\dot{S}_{\text{ВН}}}{2} \right) = \left(\frac{\dot{S}_{\text{НОМ Г1}} - \dot{S}_{\text{С.Н.Г1}}}{K_{\text{ВЫГ}}} + \frac{\dot{S}_{\text{ВН}}}{2} \right).$$

Режим 4. Отключение автотрансформатора при выведенном в плановый ремонт одном генераторе на РУСН.

Определим, достаточно ли мощности, выдаваемой оставшимся генератором, для покрытия нагрузки на стороне СН.

$$P_{\text{СН}} = P_{\text{Л.МАХ}} - (P_{\text{НОМ Г1}} - P_{\text{С.Н.Г1}}) = 385 - (320 - 16) = 81 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{СН}} = Q_{\text{Л.МАХ}} - (Q_{\text{НОМ Г1}} - Q_{\text{С.Н.Г1}}) = 220 - (198,75 - 12) = 33 \text{ Мвар.}$$

Значение мощности получилось положительным. Это означает, что мощности оставшегося в работе генератора недостаточно для покрытия нагрузки.

Проверим, достаточно ли мощности генератора, подключенного к обмотке НН автотрансформатора, для покрытия недостатка мощности на стороне СН. Для этого вычтем из мощности генератора, подключенного к стороне НН, мощность собственных нужд и недостаток мощности на стороне СН $S_{\text{СН}}$. Тем самым мы получим значение мощности $S_{\text{ВН}}$, которое будет передаваться на сторону ВН в случае покрытия нагрузки или со стороны ВН, если мощности генератора окажется недостаточно для покрытия нагрузки. Таким образом,

$$P_{\text{ВН}} = P_{\text{НОМ Г1}} - P_{\text{С.Н.Г1}} - P_{\text{СН}} = 320 - 16 - 81 = 223 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ВН}} = Q_{\text{НОМ Г1}} - Q_{\text{С.Н.Г1}} - Q_{\text{СН}} = 198,75 - 12 - 33 = 154 \text{ Мвар.}$$

Значение мощности получилось положительным. Это значит, что мощности генератора, подключенного к обмотке НН, достаточно для покрытия нагрузки на стороне СН. Полученный избыток будет передаваться на сторону ВН.

В данном режиме через обмотку НН автотрансформатора невозможно передать мощность генератора за вычетом мощности собственных нужд, не перегрузив ее. Однако мощность, передаваемую на сторону ВН, возможно снизить на величину мощности аварийного резерва и учесть возможность перегрузки автотрансформатора в аварийном режиме. При этом на сторону СН необходимо передать недостающую мощность для покрытия нагрузки.

Тогда мощность обмотки НН АТБ не должна быть меньше следующего значения:

$$P_{\text{НН}} = P_{\text{ном Г1}} - P_{\text{с.н.Г1}} - P_{\text{СН}} - P_{\text{ав}} = 320 - 16 - 81 - 400 = -177 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{НН}} = Q_{\text{ном Г1}} - Q_{\text{с.н.Г1}} - Q_{\text{СН}} - Q_{\text{ав}} = 198,75 - 12 - 33 - 300 = -146 \text{ Мвар.}$$

$$S_{\text{НН}} = \frac{\sqrt{P_{\text{НН}}^2 + Q_{\text{НН}}^2}}{K_{\text{а.п.}}} = \frac{\sqrt{177^2 + 146^2}}{1,4} = 164 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Полученное значение получилось отрицательным. Это говорит о том, что мощности аварийного резерва достаточно, чтобы не перегружать обмотку НН автотрансформатора при передаче мощности на сторону ВН. Кроме того, мощности обмотки НН достаточно, чтобы покрыть недостаток мощности, возникающий из-за отключения одного генератора.

Режим 5. Аварийное отключение блока на стороне СН при выведенном в плановый ремонт блоке на стороне СН.

В этом режиме отключены оба блока на стороне СН, поэтому мощность, необходимая для покрытия нагрузки, будет передаваться через АТБ. Суммарной мощности генераторов, подключенных к обмоткам НН АТБ, очевидно, достаточно для покрытия нагрузки (см. вариант 4, режим 5). Этот режим не вызывает перегрузки обмоток АТБ.

Рассмотренные варианты отличаются величиной перетока мощности через АТС. Потери в АТС пропорциональны величине перетока, поэтому оптимальным из рассмотренных вариантов является тот, в котором переток наименьший. С одной стороны, увеличение перетока

мощности через АТС увеличивает потери, с другой – снижение потоков мощности путем размещения большего количества блоков на стороне ВН приводит к значительному удорожанию проекта за счет возрастания стоимости возведения РУ ВН из-за его усложнения и за счет значительного увеличения стоимости изоляции аппаратов и токоведущих частей. Окончательный выбор того или иного варианта структурной схемы осуществляется после технико-экономического обоснования.

В нашем случае – это вариант 3. Мощность АТС должна быть не меньше 190 МВ·А.

Выбираем автотрансформатор АДЦТН-500000/500/220.

Выберем сечение проводов линий, отходящих от РУСН по экономической плотности тока. Полагаем, что от станции отходят шесть воздушных линий со сталеалюминиевыми неизолированными проводами. В соответствии с ПУЭ [1, табл. 1.3.36] при количестве часов использования максимума нагрузки от 3000 до 5000 экономическая плотность тока $j_3 = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

Определим максимальный продолжительный ток в линии в нормальном режиме. Самая большая мощность будет передаваться в период зимнего максимума нагрузки. Ее величина составляет $S_{\text{нагр max}} = 492 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (см. табл. 14).

Максимальный ток в линии

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{нагр.max}}}{n\sqrt{3} \cdot U} = \frac{492}{6\sqrt{3} \cdot 220} = 0,215 \text{ кА.}$$

Тогда сечение проводов

$$F = \frac{I_{\text{max}}}{j_3} = \frac{215}{1,1} = 195,45 \text{ мм}^2.$$

Округляем до ближайшего стандартного сечения 240 мм². Полученное сечение необходимо проверить на отсутствие короны и радиопомех.

В соответствии со справочником [7, табл. 1.18] выбираем провод марки АС-240/39. Выбранный провод подлежит проверке на уровень радиопомех. В учебных целях такой проверки не требуется.

Проверим выбранное сечение в утяжеленном режиме (отключение одной из линий). Оставшееся число линий в работе $n = 5$.

$$I'_{\max} = \frac{S_{\text{нагр. max}}}{n\sqrt{3} \cdot U} = \frac{492}{5\sqrt{3} \cdot 220} = 0,258 \text{ кА.}$$

Полученное значение следует сопоставить с допустимым продолжительным (длительным) током для данного сечения $I_{\text{доп}}$, определяемым по [7, табл. 7.35].

$$I'_{\max} = 258 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 610 \text{ А.}$$

Условие выполняется (без учета поправок на температуру).

ЗАДАЧА 3. ВЫБОР ГРУППОВОГО ТОКООГРАНИЧИВАЮЩЕГО РЕАКТОРА И СЕЧЕНИЯ КАБЕЛЬНОЙ ПОТРЕБИТЕЛЬСКОЙ ЛИНИИ

Исходные данные и задание. Выбрать групповой реактор для ограничения тока КЗ в цепях шести линий (рис. 39), питающих потребителей от шин 10 кВ генераторного распределительного устройства ТЭЦ и сечения отходящих кабельных линий (КЛ). Максимальный ток продолжительного режима работы для каждой линии $I_{\max} = 300 \text{ А}$, ток нормального режима $I_{\text{норм}} = 150 \text{ А}$. Суммарное начальное значение периодической составляющей тока КЗ на шинах 10 кВ $I_{\text{п0 К2}} = 60 \text{ кА}$. К установке на линиях намечается выключатель ВВ/TEL-10-20/630 У2 с $I_{\text{откл. ном}} = 20 \text{ кА}$. Полное время отключения выключателя $t_{\text{п.откл}} = 0,025 \text{ с}$. Основная релейная защита – максимальная токовая защита с выдержкой времени $t_{\text{рз}} = 1 \text{ с}$.

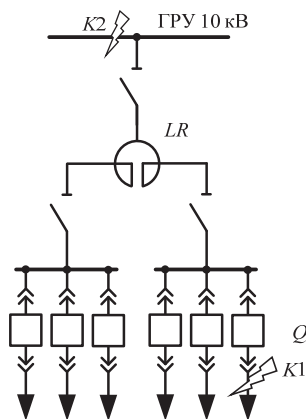


Рис. 39. Схема к задаче 3

Решение

Предварительно выбираем к установке сдвоенный реактор серии РБСГ (с горизонтальным расположением фаз) на номинальное напряжение 10 кВ с номинальным током ветви $I_{\text{ном}} = 1000$ А. При этом учитываем, что линии распределены по три на каждую ветвь реактора, т. е.

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{max}} = 3 \cdot 300 = 900 \text{ А.}$$

Примем, что выбор сопротивления реактора осуществляется таким образом, чтобы имелась возможность на отходящих от ГРУ линиях установить выключатель с номинальным током отключения 20 кА. В данном случае реактор групповой, поэтому необходимо также учесть подпитку точки КЗ со стороны нагрузки.

Рассмотрим КЗ в точке К1 (см. рис. 24). Результирующий ток КЗ $I_{\text{п0рез}}$ складывается из тока $I_{\text{п0}\Sigma}$ от ГРУ и тока подпитки $I_{\text{п0н1}}$ от нагрузки. Нагрузку будем считать обобщенной ввиду отсутствия данных о характере потребителей.

Током подпитки от нагрузки, присоединенной к неповрежденной ветви реактора, можно пренебречь, так как он сильно ограничен поперечным сопротивлением реактора.

Значение тока $I_{\text{п0}\Sigma}$ известно. Оно равно значению тока КЗ в точке К2 (см. рис. 39). Зная значение тока, определим результирующее сопротивление цепи до точки КЗ:

$$x_{\Sigma} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0К2}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 60} = 0,1 \text{ Ом.}$$

Для определения параметров обобщенной нагрузки вычислим мощность потребителей, присоединенных к ветви реактора.

Мощность нагрузки

$$S = U_{\text{ср.ном}} I_{\text{норм}} = 10,5 \cdot 0,15 = 1,575 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

К каждой ветви реактора подключены три одинаковые линии. При КЗ на одной из линий точку КЗ подпитывает нагрузка двух оставшихся неповрежденных линий в группе. Суммарную мощность этой нагрузки определим по формуле

$$S_{\text{н1}} = 2S = 2 \cdot 1,575 = 3,15 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки

$$x_4 = 0,35 \frac{U_{\text{нагр.ном}}^2}{S_{\text{н1}}} = 0,35 \frac{10,5^2}{3,15} = 12,25 \text{ Ом.}$$

ЭДС обобщенной нагрузки

$$E_{\text{н1}} = 0,85U_{\text{нагр.ном}} = 0,85 \cdot 10,5 = 8,925 \text{ кВ.}$$

Требуемое сопротивление реактора для ограничения тока КЗ с учетом отключающей способности выключателя определяется по следующему выражению:

$$x_p = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} \left(20 - \frac{E_{\text{н1}}}{\sqrt{3}x_4} \right)} - x_{\Sigma} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \left(20 - \frac{8,925}{\sqrt{3} \cdot 12,25} \right)} - 0,1 = 0,21 \text{ Ом.}$$

Выбираем окончательно реактор РБСГ-10-2 × 1000-0,22 с параметрами $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$, $x_p = 0,22 \text{ Ом}$, $i_{\text{max}} = 55 \text{ кА}$.

Результирующее сопротивление цепи КЗ с учетом реактора

$$x'_{\text{рез}} = x_{\Sigma} + x_p = 0,1 + 0,22 = 0,32 \text{ Ом.}$$

Фактическое значение периодической составляющей тока КЗ за реактором

$$I_{\text{п0}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot x'_{\text{рез}}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,32} = 18,94 \text{ кА.}$$

Проверка стойкости реактора в режиме КЗ

Электродинамическая стойкость. Ударный ток КЗ

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} k_y = \sqrt{2} \cdot 18,94 \cdot 1,956 = 52,39 \text{ кА,}$$

где k_y выбирается из учебника [4, табл. 3.8].

Условие электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} = 55 \text{ кА} > i_y^{(3)} = 52,39 \text{ кА}$$

выполняется.

Термическая стойкость. Завод гарантирует время термической стойкости $t_{\text{тер}} = 8$ с и среднеквадратичный ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 25,6$ кА.

Условие термической стойкости

$$\begin{aligned} B_{\text{К}}^{\text{зав}} &= 25,6^2 \cdot 8 > B_{\text{К расч}} = I_{\text{п}0}^2 (t_{\text{рз}} + t_{\text{п}0} + T_a) = \\ &= 18,94^2 (1 + 0,025 + 0,23) = 450,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \end{aligned}$$

выполняется. Значение T_a принимается из учебника [4, табл. 3.8].

Остаточное напряжение на шинах генераторного распределительного устройства при КЗ за реактором:

$$U_{\text{ост}} \% = x_{\text{р}} \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п}0} \cdot 100}{U_{\text{ср.ном}}} = 0,22 \frac{\sqrt{3} \cdot 18,94 \cdot 100}{10,5} = 68,7 \%$$

Потеря напряжения при протекании максимального тока в нормальном режиме работы определяется с учетом уменьшения сопротивления в нормальном режиме:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{р}} \% &= x_{\text{р}} (1 - k_{\text{св}}) \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{норм}} 100}{U_{\text{ср.ном}}} \sin \varphi = \\ &= 0,22 (1 - 0,53) \frac{\sqrt{3} \cdot 0,15 \cdot 100}{10,5} 0,6 = 0,15 \%, \end{aligned}$$

где $k_{\text{св}} = 0,53$ (из каталога для данного реактора); коэффициент мощности нагрузки принят равным 0,8, т. е. $\sin \varphi = 0,6$.

Выбранный реактор удовлетворяет всем выбранным требованиям.

В дальнейшем выбранный выключатель подлежит проверке на коммутационную способность, на термическую и динамическую стойкость.

Выбор сечения кабельной линии

Выбор сечений КЛ 6-10 кВ осуществляется в соответствии с ПУЭ (п. 1.3.25) по экономической плотности тока. Расчетное выражение выглядит следующим образом:

$$S_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{норм max}}}{j_{\text{ЭК}}}.$$

Здесь $I_{\text{норм max}}$ – это максимальный ток нормального режима; $j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока.

Полагаем, что в потребительской сети применяются кабели с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами. Кабели проложены в земле. Количество часов использования максимума нагрузки примем равным 4000 ч.

В соответствии с ПУЭ (табл. 1.3.36) для данных параметров сети $j_{\text{ЭК}} = 1,4 \text{ А/мм}^2$.

Тогда сечение КЛ должно быть

$$S_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{150}{1,4} = 107 \text{ мм}^2.$$

Округляем сечение в сторону ближайшего стандартного сечения, определяемого по [7, табл. 7.10], причем округлять в меньшую сторону можно, если разница сечений составляет не более 20 %. В нашем случае округление производим в большую сторону. Выбираем кабель с сечением $S = 120 \text{ мм}^2$.

Проверка выбранного кабеля

Выбранный кабель следует проверить на термическую стойкость к токам длительного и аварийного режимов.

Нагрев в длительном режиме. Допустимый продолжительный ток для выбранного кабеля определяется по [7, табл. 7.10]. $I_{\text{доп}} = 240 \text{ А}$. Это значение определено при температуре земли $15 \text{ }^\circ\text{C}$, допустимая температура нагрева жил $60 \text{ }^\circ\text{C}$.

Условия эксплуатации отличаются от расчетных. Полагаем, что кабели проложены в земле, температура которой на глубине залегания неизменна и равна $+5 \text{ }^\circ\text{C}$, кабели каждой группы (3 шт.) проложены рядом друг с другом на расстоянии 100 мм. Поэтому при проверке данного кабеля на нагрев эти отличия следует учесть в виде поправочных коэффициентов. Условие допустимости по нагреву

$$I_{\text{норм}} = 150 \text{ А} \leq I'_{\text{доп}} = K_{\text{T}} K_{\text{П}} I_{\text{доп}} = 1,12 \cdot 0,85 \cdot 240 = 228,48 \text{ А}$$

выполняется.

Здесь $K_{\text{T}} = 1,12$ – коэффициент поправки на температуру окружающей среды (определяется по ПУЭ, табл.1.3.3); $K_{\text{П}} = 0,85$ – коэффициент

поправки, учитывающий влияние соседних КЛ (определяется по ПУЭ, табл. 1.3.26).

Нагрев в послеаварийном режиме. В случае возникновения аварийных ситуаций и последующих ремонтных работ ток в линиях возрастает до значения I_{\max} . Для КЛ допускается перегрузка до пяти суток. Необходимо проверить, не превышает ли ток утяжеленного режима допустимый ток с учетом перегрузки КЛ. Предварительная загрузка КЛ не превышала 60%. Длительность максимума нагрузки в послеаварийном режиме составляет 6 ч.

Условие допустимости

$$K_{\text{ав.пер}} I'_{\text{доп}} = 1,2 \cdot 228,48 = 274,18 \text{ A} \geq I_{\max} = 300 \text{ A}$$

не выполняется.

Выбранное сечение не прошло проверку по условию нагрева в аварийном режиме. В этом случае необходимо увеличить сечение кабеля до следующего стандартного значения и повторно провести аналогичную проверку.

Выбираем следующее по величине стандартное сечение $S = 150 \text{ мм}^2$. Берем кабель марки ААГ 3×150-10.

Проверка по нагреву в длительном режиме:

$$I_{\text{норм}} = 150 \text{ A} \leq I'_{\text{доп}} = K_{\text{T}} K_{\text{П}} I_{\text{доп}} = 1,12 \cdot 0,85 \cdot 275 = 261,8 \text{ A}.$$

Условие выполняется.

Проверка по нагреву в послеаварийном режиме:

$$K_{\text{ав.пер}} I'_{\text{доп}} = 1,2 \cdot 261,8 = 314,16 \text{ A} \geq I_{\max} = 300 \text{ A}.$$

Условие выполняется.

Нагрев в аварийном режиме. Выбранное сечение должно выдерживать тепловой импульс тока КЗ в аварийном режиме без разрушения изоляции. Проверка сводится к сопоставлению выбранного сечения с минимальным термически стойким сечением, определяемым по выражению

$$S = 150 \text{ мм}^2 \geq S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{К расч}}}}{C_{\text{T}}} = \frac{\sqrt{450,2 \cdot 10^3}}{90} = 7,46 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется. Здесь $C_{\text{T}} = 90$ – расчетный коэффициент, определяемый по [23, п. 8.3.6].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Правила* устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: ЭНАС, 2011.
2. Электрическая часть станций и подстанций / под ред. А.А. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
3. Электрическая часть станций / под ред. С.В.Усова. – Л.:ЭАИ, 1987. –616 с.
4. *Рожкова Л.Д., Козулин В.С.* Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
5. *Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С.* Проектирование электрической части станций и подстанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
6. *Околович М.Н.* Проектирование электрических станций. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 400 с.
7. *Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.* Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. *Ульянов С.А.* Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1970. – 530 с.
9. ГОСТ Р 52565–2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ.
10. Свод правил по проектированию тепловых электрических станций (СП ТЭС). – 2007.
11. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы (и автотрансформаторы).
12. Силовые трансформаторы. Справочная книга. – М.: Энергоатомиздат, 2004.
13. *Ключенович В.И.* Разработка принципиальной схемы ТЭС и выбор электрооборудования. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2000. – 30 с.
14. *Ключенович В.И.* Выключатели переменного тока высокого напряжения. Рекомендации по выбору и справочные данные. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. – 75 с.
15. *Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К., Чиркова Т.В.* Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: Академия, 2015. – 447 с.
16. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 371 с.

17. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 288 с.
18. Основные технические данные элегазовых генераторных выключателей ВГГ-20-90/10000. Каталог ОАО ВО «Электроаппарат». – СПб., 2008.
19. Генераторный аппаратный комплекс элегазовый КАГ-20. Каталог ОАО ВО «Электроаппарат». – СПб., 2013.
20. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. М.; Издательский дом МЭИ, 2015. – 296 с.
21. Жуков В.В. Электрическая часть электростанций с газотурбинными и парогазовыми установками. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 519 с.
22. Саранулов Г.А. Электрическая часть электростанций: методические указания по выполнению курсовой работы «Электрическая часть станций». – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – 32 с.
23. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Таблица П1.1

Технические характеристики выключателей серии ВГГ

Наименование параметра	Значение		
	ВГГ-20- 90/10 000	ВГГ-20- 90/8000	ВГГ-15- 50/6300
Номинальное напряжение, $U_{ном}$, кВ	20	20	15
Номинальный ток, $I_{ном}$, А	10 000	8000	6300
Сквозной ток короткого замыкания			
Ток электродинамической стойкости, i_d , кА	230	230	130
Ток термической стойкости, I_T , кА	90	90	50
Время протекания тока (время короткого замыкания), с	3	3	3
Номинальный ток отключения $I_{о,ном}$			
Действующее значение периодической составляющей, кА	90	90	50
Относительное содержание аperiodической составляющей β_n , %	40	40	40
Номинальный ток включения			
Наибольший пик, $i_{в,п}$, кА	230	230	130
Начальное действующее значение периодической составляющей, $I_{в,п}$, кА	90	90	50
Ток короткого замыкания генератора			
Действующее значение периодической составляющей, кА	50	50	50
Относительное содержание аperiodической составляющей, β_n , %	90	90	90
Ток короткого в условиях рассогласования фаз			
Ток включения:			
Наибольший пик, кА	130	130	75
действующее значение периодической Доставляющей, кА	50	50	30

Окончание табл. П.1.1

Наименование параметра	Значение		
	ВГГ-20-90/10 000	ВГГ-20-90/8000	ВГГ-15-50/6300
Ток отключения:			
Действующее значение периодической составляющей, кА	50	50	30
Относительное содержание аperiodической составляющей, β_n , %	75	75	75
Аварийный ток при включении в противофазу:			
Наибольший пик, кА	180	180	90
Действующее значение периодической составляющей, кА	70	70	35
Собственное время включения, $t_{в.с}$, с, не более	0,1		
Собственное время отключения, $t_{отк.с}$, с	(0,030±0,005)		

Приложение 2

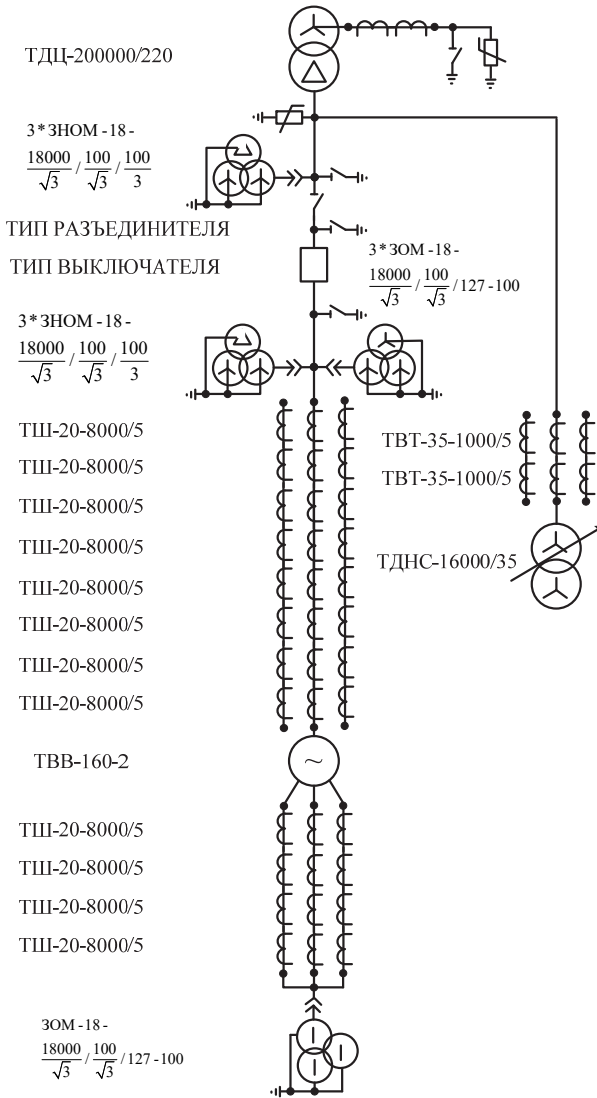


Рис. П2.1. Фрагмент принципиальной схемы блока генератор–трансформатор 160 МВт

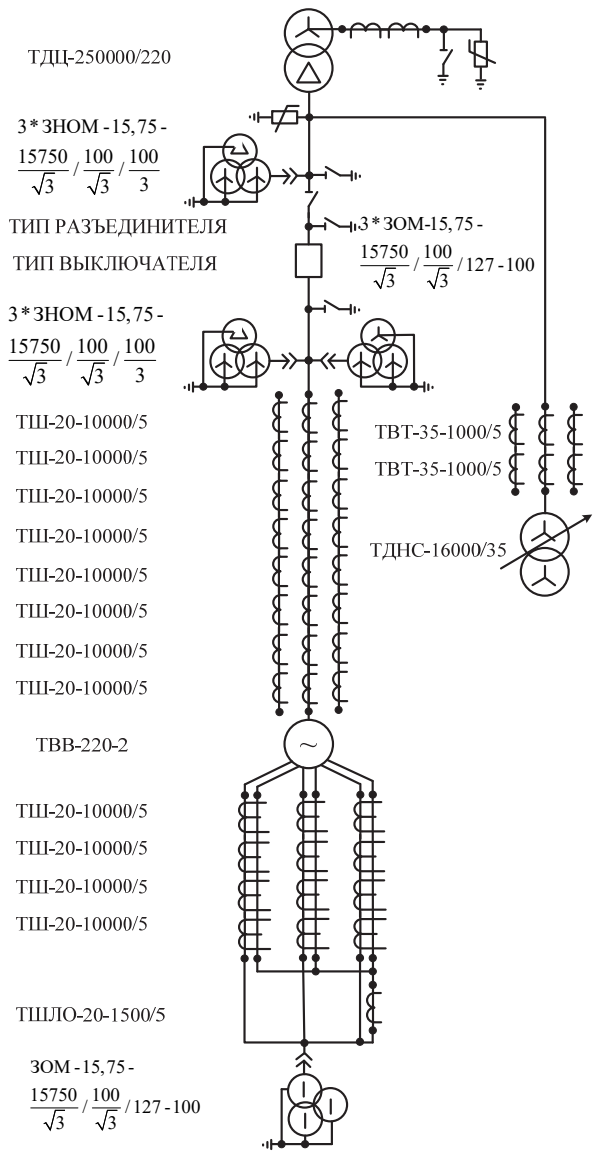


Рис. П2.2. Фрагмент принципиальной схемы блока генератор–трансформатор 220 МВт

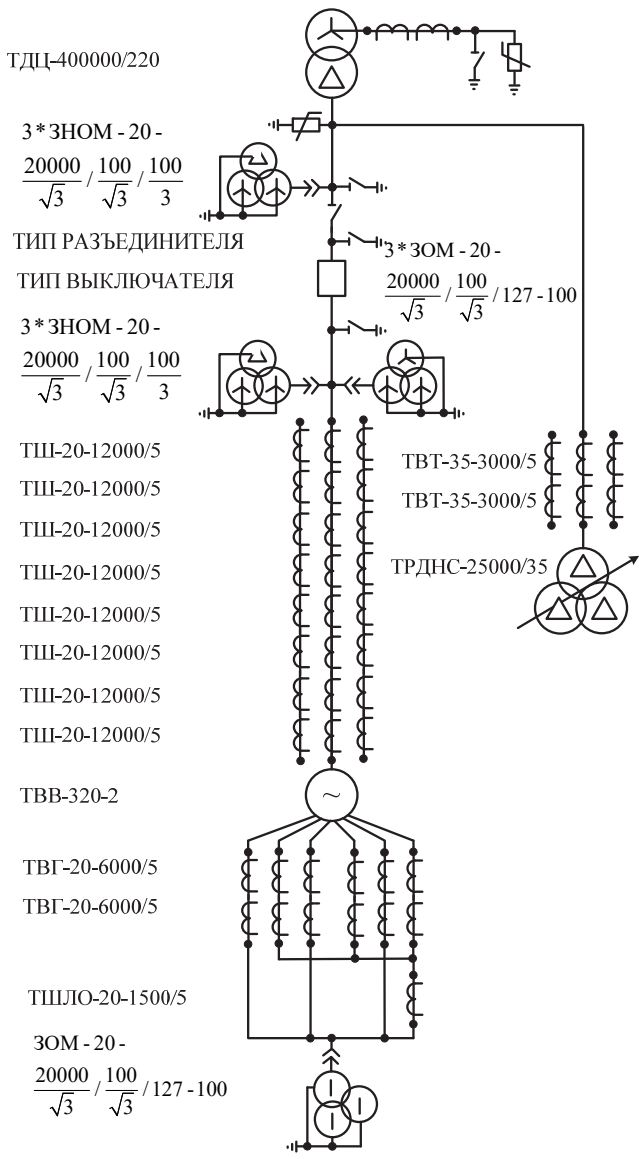


Рис. П2.3. Фрагмент принципиальной схемы блока генератор-трансформатор 320 МВт

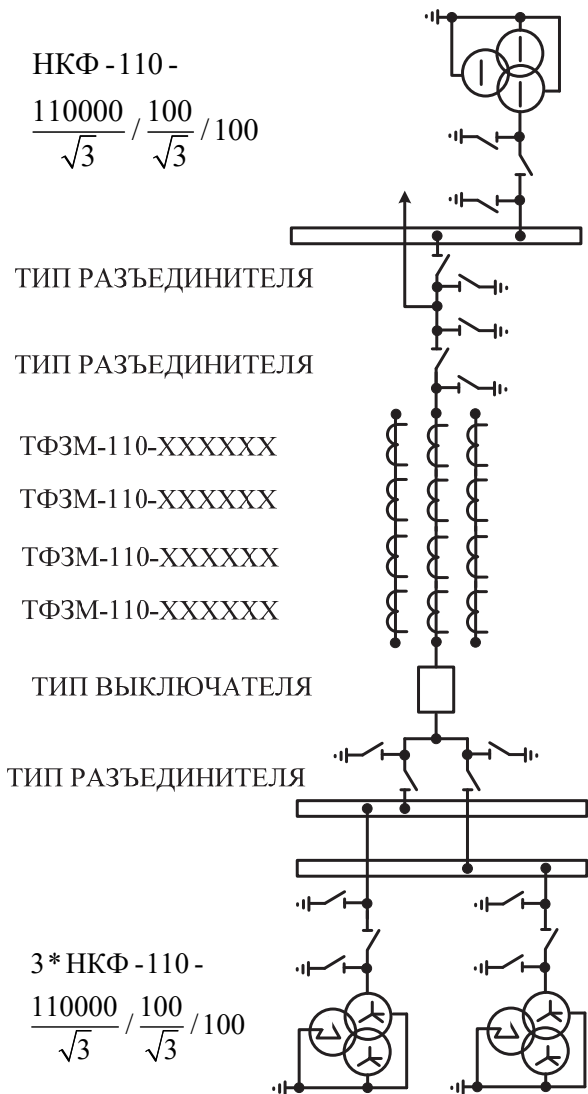


Рис. П2.4. Фрагмент принципиальной схемы РУ «две рабочих системы сборных шин с обходной»

ТФЗМ-110-XXXXXX

ТФЗМ-110-XXXXXX

ТФЗМ-110-XXXXXX

ТФЗМ-110-XXXXXX

ТИП ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

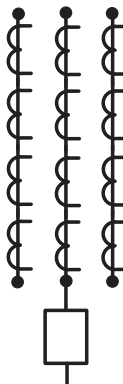


Рис. П2.5. Фрагмент принципиальной схемы РУ «выключатель с выносными трансформаторами тока»

ТВ-110-2000/5

ТВ-110-2000/5

ВГБУ-110УТ-40-2000/5

ТВ-110-2000/5

ТВ-110-2000/5

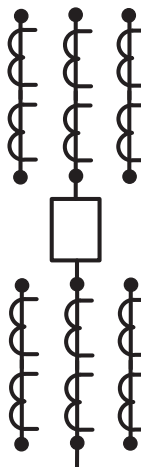


Рис. П2.6. Фрагмент принципиальной схемы РУ «выключатель со встроенными трансформаторами тока»

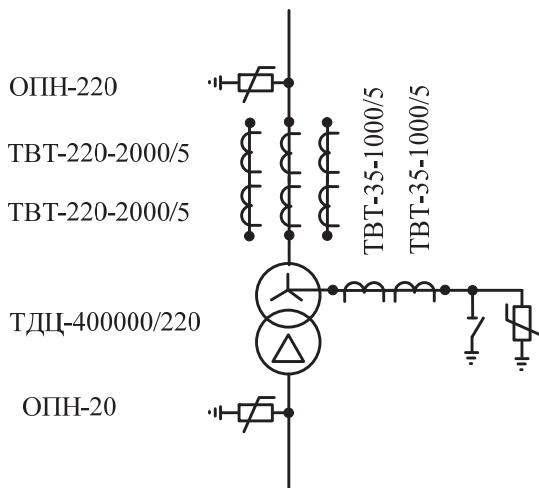


Рис. П2.7. Фрагмент принципиальной схемы блока, содержащий повышающий трансформатор с возможностью длительной работы с изолированной нейтралью

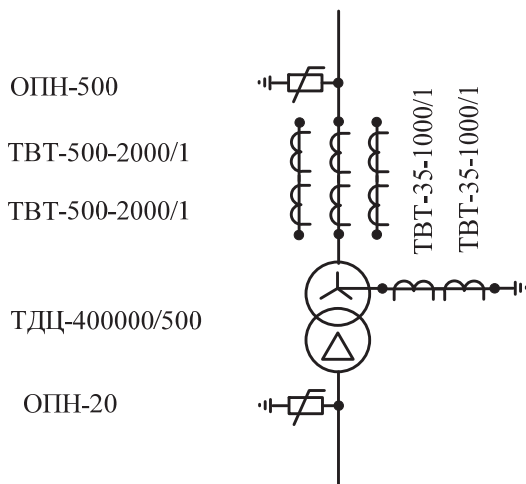


Рис. П2.8. Фрагмент принципиальной схемы блока, содержащий повышающий трансформатор с глухозаземленной нейтралью

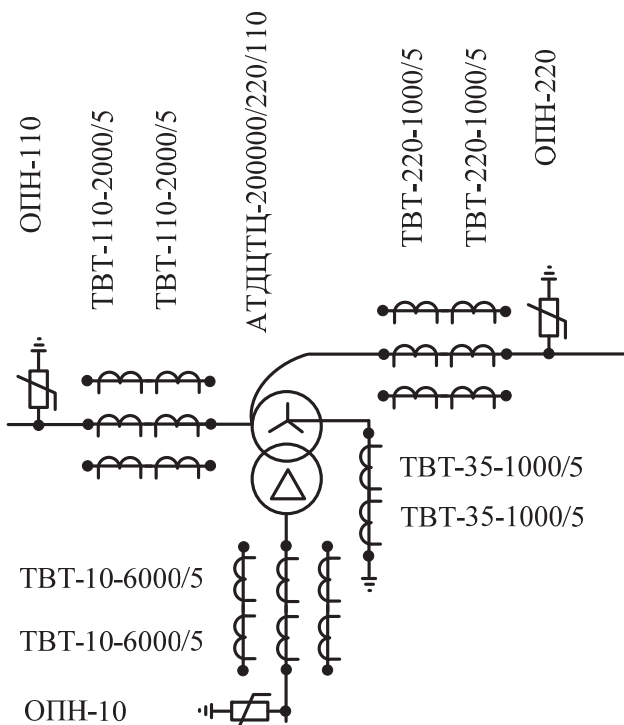


Рис. П2.9. Фрагмент принципиальной схемы РУ,
 содержащий АТС

Приложение 3

Удостовериться в отсутствии перегрузки выбранного реактора, а также установить перетоки мощности через секции во всех расчетных режимах можно с помощью средств математического моделирования энергосистемы. В настоящем пособии предлагается провести проверочный расчет загрузки реактора с помощью математической модели схемы ТЭЦ, составленной в программной среде *Simulink* (рис. П3.1). Модель воспроизводит схему ТЭЦ, в которой два генератора G1 и G2 работают на сборные шины ГРУ. К каждой секции шин ГРУ подключены электрические нагрузки *PowerLoad1* и *PowerLoad2*, ГРУ связано с энергосистемой S1 с помощью двухобмоточных трансформаторов связи (ТС) T1 и T2. В цепи генераторов, трансформаторов связи и секционного реактора установлены выключатели Q1, Q2, Q3, Q4, Q5 и Q6. Для моделирования источников ЭДС (генераторов и энергосистемы), трансформаторов связи, секционного реактора, нагрузок и выключателей используются соответственно элементы «*Three-Phase Source*», «*Three-Phase Transformer (Two Windings)*», «*Three-Phase Series RLC Branch*», «*Three-Phase Parallel RLC Load*» и «*Three-Phase Breaker*», входящие в стандартную библиотеку элементов «*SimPowerSystems*», разделы «*Electrical Sources*» и «*Elements*».

Результаты моделирования можно отобразить различными способами. В приведенной модели результаты представлены в виде показаний измерительных приборов и в виде осциллограммы.

Для получения информации о мгновенных значениях токов в ветвях трехфазной цепи и последующего вычисления их действующего значения используются блоки «*Three-Phase V-I Measurement*» (блок находится в разделе «*Measurements*» библиотеки «*SimPowerSystems*»; указанные блоки на рис. П3.1 отображены как M1, M2 и M3) и «*RMS*» (библиотека «*SimPowerSystems*», раздел «*Extras/Signal Measurements*»; указанные блоки на рис. П3.1 отображены как RMS1, RMS2 и RMS3). Для отображения результата вычисления действующих значений тока по фазам используется элемент «*Display*» (библиотека «*Simulink*», раздел «*Sinks*»; указанные блоки на рис. П3.1 отображены как Display1, Display2 и Display3), вход которого соединен с выходом блока «*RMS*» (следует отметить, что в блоке расчета действующего значения в качестве параметра необходимо указать значение промышленной частоты, ее значение по умолчанию равно 60 Гц). Комплекс трех указанных элементов образует аналог амперметра, установленного в первичной цепи.

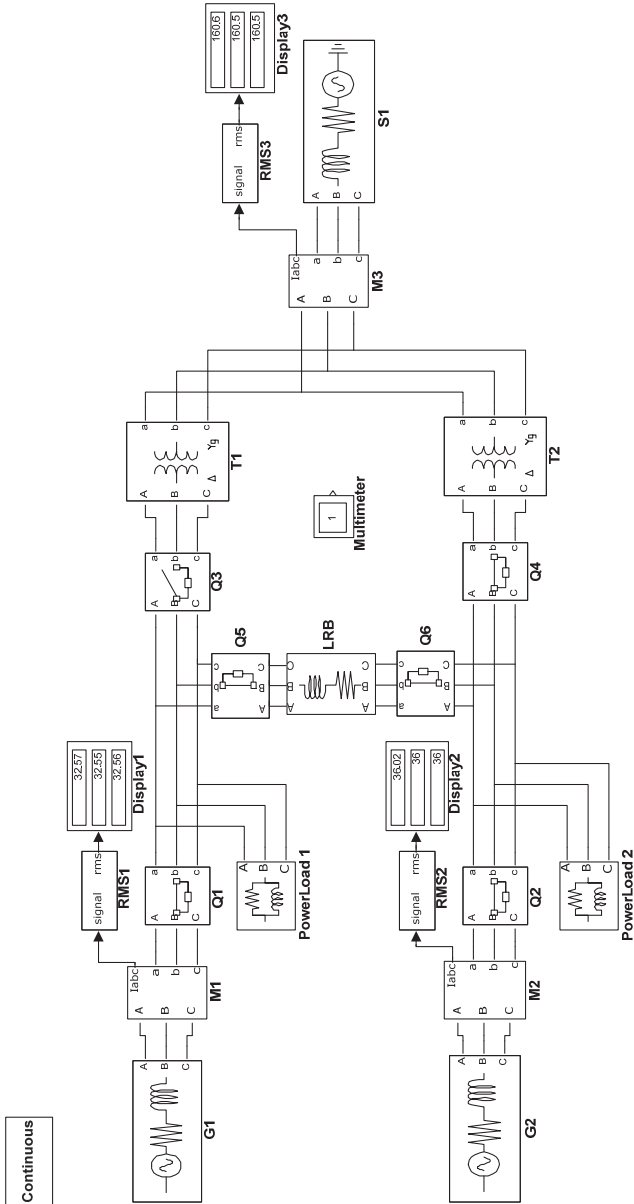


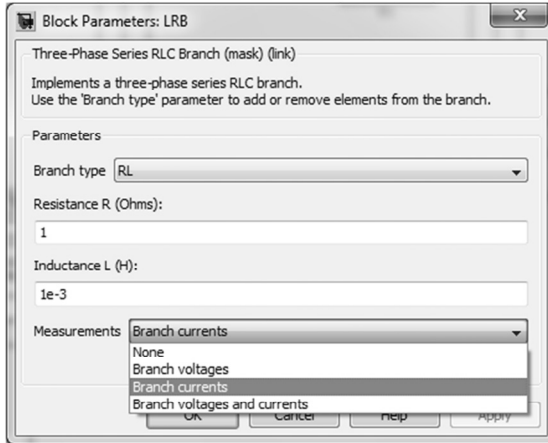
Рис. ПЗ.1. Структура математической модели ТЭЦ в программном пакете Simulink

Блок «*Multimeter*» (библиотека «*SimPowerSystems*», раздел «*Measurements*») используется для построения осциллограммы токов в цепи секционного реактора. При этом необходимо в окне параметров секционного реактора в разделе «*Measurements*» выбрать параметр «*Branch currents*» (рис. ПЗ.2, а), а в окне параметров блока «*Multimeter*» из доступных для измерения величин (колонка «*Available Measurements*») выбрать желаемые (переместив их в колонку «*Selected Measurements*») и поставить точку напротив параметра «*Plot selected measurements*» (рис. ПЗ.2, б). Число сигналов, выбранных для измерения, отображается в центре блока «*Multimeter*» (см. рис. ПЗ.1).

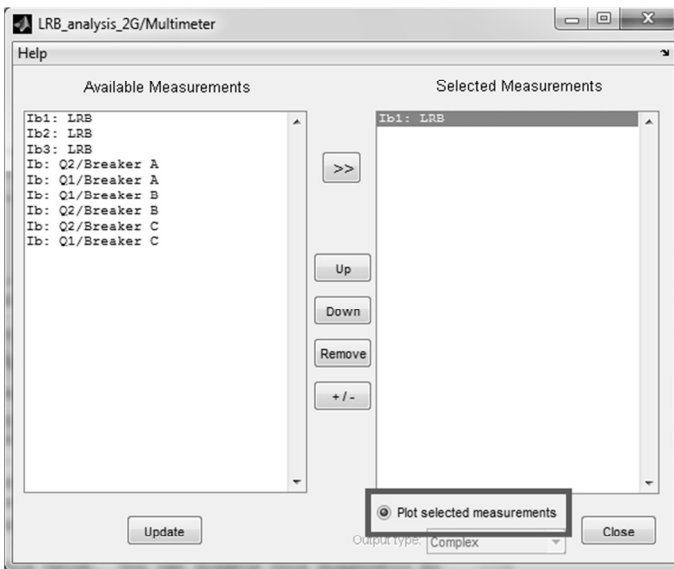
Порядок использования модели для проверки выбранного реактора должен быть следующим. Во-первых, в математическую модель вводятся все параметры элементов главной схемы, необходимые для расчета режима: значения мощностей нагрузок, ЭДС генераторов, коэффициенты трансформации трансформаторов связи, их активные и реактивные сопротивления и т. д. Во-вторых, в математическую модель вводятся параметры реактора с соответствующим номинальным током – его активное и индуктивное сопротивление, найденные по справочным материалам. Далее с помощью модели необходимо воспроизвести *все* расчетные режимы, в соответствии с которыми выбирался номинальный ток реактора, и удостовериться в отсутствии перегрузки реактора в указанных режимах, т. е. убедиться, что в установленном режиме протекающий через секционный реактор ток не превышает значения номинального тока выбранного реактора.

Особенности настройки параметров модели для задания режима работы электростанции. Для того чтобы имитировать выдачу избыточной мощности генератора в сеть повышенного напряжения, необходимо увеличивать фазовый сдвиг ЭДС генераторов и энергосистемы на стороне ВН ТС. Взаимный угол между генераторами ТЭЦ и энергосистемой следует увеличивать до тех пор, пока ток какого-либо из генераторов не достигнет своего номинального значения или пока не будет достигнут предельный по запасу устойчивости угол между ЭДС генераторов и энергосистемы. Значение ЭДС подбирается таким образом, чтобы на шинах генератора поддерживалось номинальное напряжение.

Важно отметить, что ТС имеют 11-ю группу соединения обмоток, поэтому при задании одинакового значения фазового сдвига всех источников (этот параметр задается в окне «*Phase angle of phase A*



a



б

Рис. ПЗ.2. Настройка параметров блоков для формирования осциллограммы:

- a* – настройка блока «Three-Phase Series RLC Branch»;
- б* – настройка блока «Multimeter»

(degrees)», см.рис. П3.3) реальный сдвиг по фазе между источниками ЭДС на стороне ВН и НН ТС оказывается равным 30° . Данное обстоятельство необходимо учесть при задании режима выдачи избыточной мощности со станции.

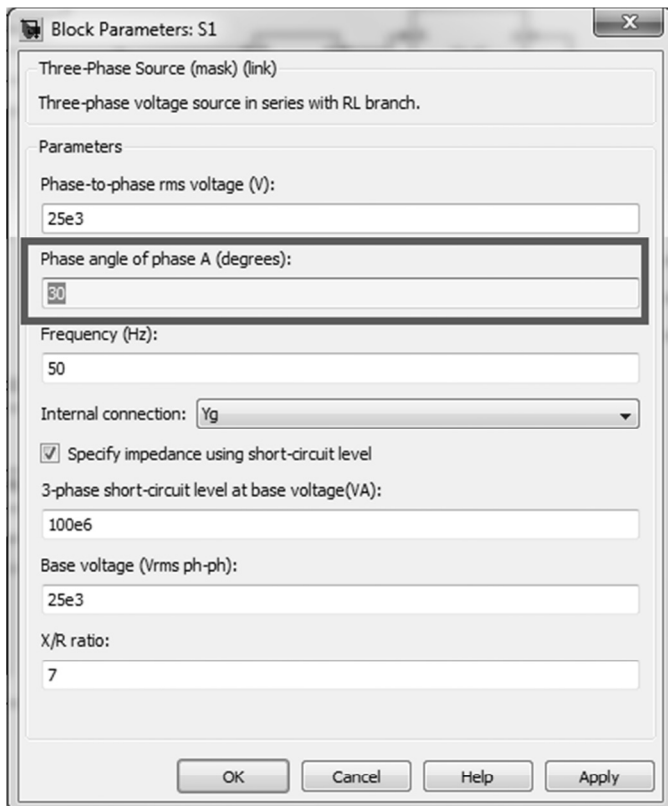


Рис. П3.3. Окно параметров блока «Three-Phase Source»

Чтобы имитировать включенное (отключенное) состояние выключателя, необходимо открыть окно параметров блока «Three-Phase Breaker» (см. рис. П.3.3) и перевести параметр «Initial status of breaker» в положение «closed» («open»). Параметр «Transition time(s)» определяет моменты времени с начала моделирования, когда выключатель меняет свое положение на противоположное (переходит из отключенного положения во включенное, и наоборот). С целью сохранения за-

данного положения выключателя в течение всего времени расчета режима необходимо, чтобы время переключения превышало время моделирования. Так, на рис. ПЗ.4 время переключения выключателя составляет 10 с, тогда как время моделирования режима составляет 1 с.

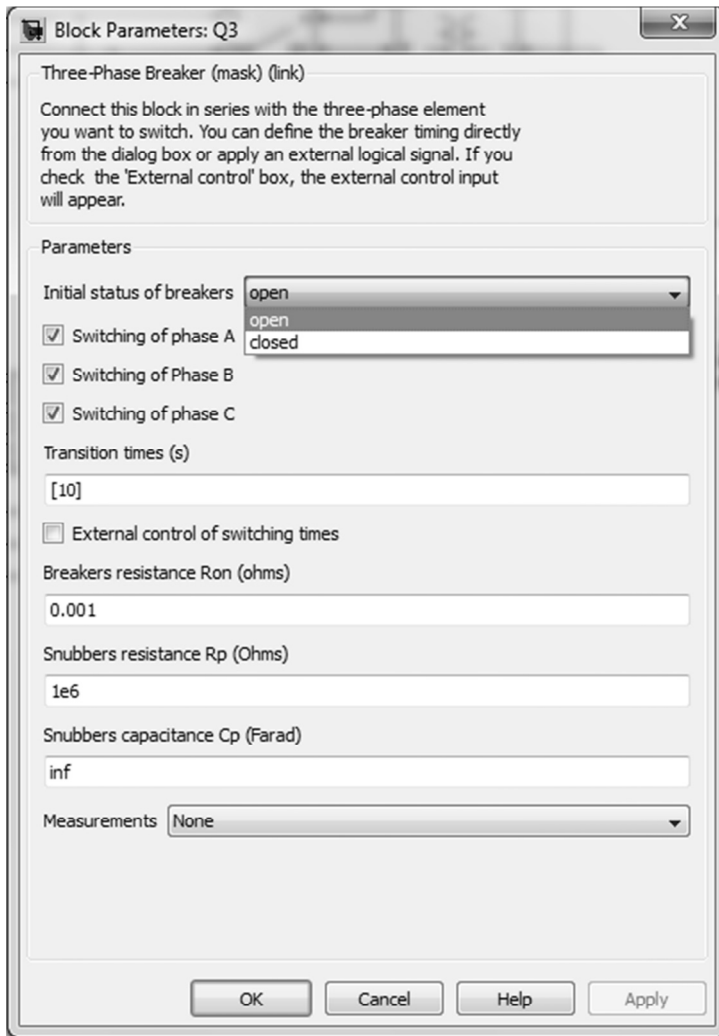


Рис. ПЗ.4. Окно параметров блока «Three-Phase Breaker»

В качестве алгоритма численного решения дифференциальных уравнений, описывающих процессы в составленной модели, рекомендуется использовать алгоритм *ode23t* (задается в строке меню модели во вкладке *Simulation* → *Configuration Parameters...*, параметр *Solver*, см. рис. П3.5). Время моделирования желательно установить таким образом, чтобы завершились все переходные процессы, вызванные включением источников питания. Этот параметр можно определить по виду осциллограммы токов в секционном реакторе: при завершении переходного процесса ток в реакторе должен иметь чистую синусоидальную форму, или приблизительно равен нулю. В среднем для расчета большинства режимов время моделирования, равное 1 с, считается достаточным.

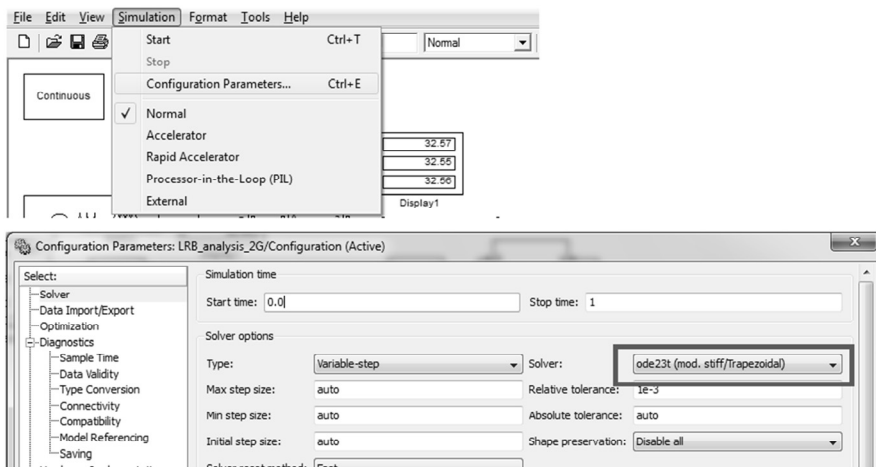


Рис. П3.5. Выбор алгоритма решения дифференциальных уравнений

На основе изложенных принципов моделирования могут быть составлены более сложные схемы ТЭЦ, например, схемы с тремя секциями и двумя секционными реакторами, схемы кольца и т. д.

Проведем проверочный расчет загрузки секционного реактора для первого варианта ТЭЦ. У выбранного реактора типа РБГ-10-2500-0,20УЗ номинальное значение активных потерь на фазу составляет 14 кВт, что при заданном номинальном токе соответствует активному сопротивлению в 2,2 мОм. Индуктивное сопротивление реактора составляет 0,2 Ом.

Выбранные ТС типа ТРДН-63000/220 имеют следующие параметры: напряжение КЗ между сторонами ВН и НН (обмотки НН соедине-

ны параллельно) 11,5 %, номинальное напряжение стороны ВН 230 кВ, стороны НН 11 кВ, потери КЗ – 265 кВт. Это соответствует реактивному сопротивлению 96,56 Ом и активному сопротивлению 3,53 Ом (сопротивления приведены к стороне ВН).

Указанные параметры электроустановок, а также параметры генераторов и нагрузки были внесены в математическую модель.

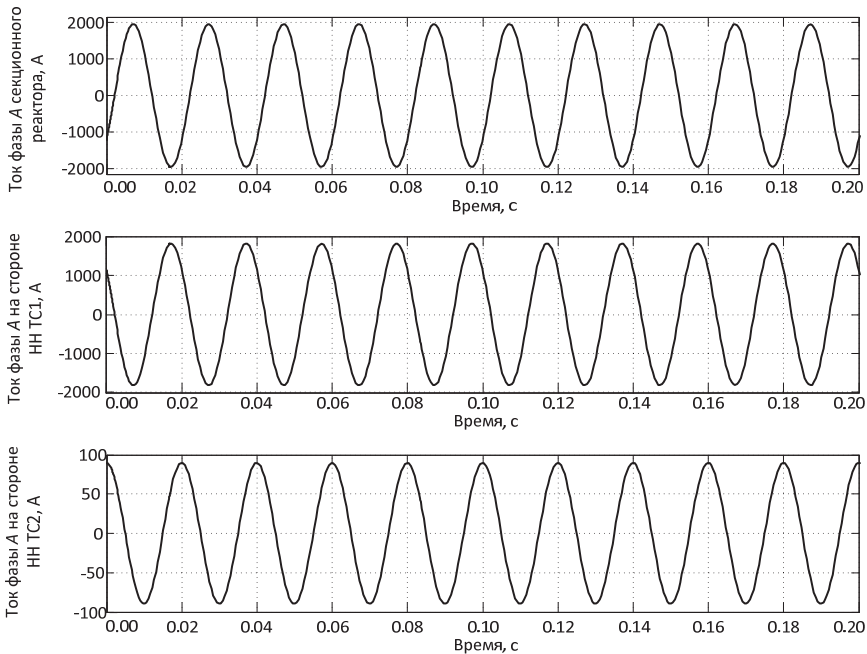


Рис. ПЗ.6. Токи через ТС и секционный реактор, рассчитанные с помощью математической модели

Моделируется расчетный режим, при котором отключается один из генераторов на ГРУ – генератор $G1$ (выключатель $Q1$ отключен, см. рис. ПЗ.1). Поскольку в этом режиме оставшийся в работе генератор не может полностью покрыть нагрузку, то избыток мощности отсутствует, следовательно, угол между векторами ЭДС генератора и энергосистемы должен быть равен нулю. Для этого параметр «Phase angle of phase A» необходимо задать равным нулю. Этот же параметр у ЭДС энергосистемы следует задать равным -30 электрических градусов. Результаты моделирования показывают, что при заданных параметрах

электроустановок через секционный реактор протекает ток с действующим значением 1,38 кА, через ТС1 протекает ток 1,3 кА, через ТС2 – ток 63,43 А (рис. ПЗ.6), ток в цепи генератора составляет 4,1 кА.

Результаты моделирования показывают, что режим работы электрооборудования с учетом его реальных характеристик значительно отличается от режима, ранее принятого при расчетах, когда реальные параметры еще не были известны. Так, ток в цепи генератора оказывается несколько меньше номинального значения (номинальный ток рассматриваемого генератора составляет 4,33 кА), так как секционный реактор ограничивает мощность, поступающую от генератора к нагрузке. В связи в этом протекающий через реактор ток существенно меньше рассчитанного в режиме 8 (1,38 кА против 2,34 кА), а мощность по ТС распределена крайне неравномерно: практически вся мощность от энергосистемы передается нагрузке через ТС1 – 1,3 кА на стороне 10,5 кВ ТС1 соответствуют недостающей мощности 23,64 МВ·А, тогда как в режиме 8 полагалось, что эта мощность вполнину меньше.

Номинальная мощность выбранного по итогам всех расчетов ТС больше 23,64 МВ·А, поэтому ТС (как и секционный реактор) в рассматриваемых условиях не перегружаются. Результаты опыта позволяют сделать важный вывод: после выбора параметров электрооборудования необходима оценка его загрузки в тех режимах, когда параметры выбранных элементов энергосистемы (генераторов, линий, реакторов и т. п.) определяют потоки мощности по электрической цепи.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
Принятые сокращения	4
1. Общие сведения об электростанциях и электроустановках	6
1.1. Основные понятия и определения	6
1.2. Классы напряжений электроустановок и режимы работы нейтралей	7
1.3. Основные особенности электростанций.....	11
2. Структурные схемы ТЭС.....	16
2.1. Структурные схемы КЭС.....	16
2.2. Структурные схемы ТЭЦ.....	20
3. Выбор генераторов.....	24
4. Выбор силовых (авто)трансформаторов.....	25
4.1. Общие принципы выбора силовых (авто)трансформаторов.....	25
4.2. Определение номинальной мощности блочных трансформаторов.....	26
4.3. Определение номинальной мощности трансформаторов связи ТЭЦ	27
4.4. Особенности конструкции и работы автотрансформаторов.....	30
4.5. Определение номинальной мощности автотрансформаторов на КЭС	41
4.6. Определение номинальной мощности трансформаторов собственных нужд.....	44
5. Выбор секционных реакторов	47
6. Расчет токов короткого замыкания для выбора высоковольтных аппаратов.....	53
6.1. Расчетные условия для выбора аппаратов.....	53
6.2. Расчет токов короткого замыкания	58
6.3. Определение токов для любого момента времени переходного процесса КЗ	66
7. Выбор высоковольтных аппаратов	70
7.1. Выбор выключателей.....	70
7.2. Выбор разъединителей.....	75
7.3. Выбор измерительных трансформаторов.....	76
7.4. Выбор линейных реакторов и сечений КЛ нагрузки ГРУ ТЭЦ.....	79
8. Выбор электрической схемы распределительного устройства.....	90
8.1. Классификация схем	90
8.2. Выбор электрических схем РУ 6-10 кВ ТЭЦ и подстанций	91
8.3. Выбор электрических схем РУ повышенных напряжений	92
8.4. Схемы подключения резервных источников собственных нужд электростанций.....	92

9. Примеры решения задач	99
Задача 1. Разработка структурной схемы ТЭЦ 346 МВт	99
Задача 2. Разработка структурной схемы КЭС 2460 МВт	115
Задача 3. Выбор группового токоограничивающего реактора и сечения кабельной потребительской линии	137
Библиографический список	143
Приложения	145
Приложение 1	145
Приложение 2	147
Приложение 3	154

**Купарев Михаил Анатольевич
Ключенович Виктор Иванович
Литвинов Илья Игоревич
Терехов Вячеслав Константинович**

**ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ
ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ**

Учебное пособие

Редактор *Л.Н. Ветчакова*
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*
Компьютерная верстка *Л.А. Веселовская*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Подписано в печать 23.03.2018. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 200 экз.
Уч.-изд. л. 9,53. Печ. л. 10,25. Изд. № 376/17. Заказ № 502. Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20