

*Беляев А. В.*

**ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА  
И УПРАВЛЕНИЕ  
НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ  
МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ  
(Часть 1)**

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ  
ЭНЕРГЕТИК**

## Вниманию специалистов

Вышли в свет следующие выпуски

### **«Библиотечки электротехника»:**

Иноземцев Е. К. **Восстановление работоспособности роторов высоковольтных электродвигателей (части 1 и 2).**

Соловьев А. Л. **Защита генераторов малой и средней мощности терминалами «Сириус-ГС».**

Трофимов В. М. **Выбор и проверка надежности функционирования устройств выпрямленного оперативного тока подстанций: БПТ-1002, БПС (УПНС-М).**

Хромченко Ф. А. **Сварочные технологии ремонта элементов трубопроводов (справочные материалы).**

Шмурьев В. Я. **Реле времени полупроводниковые.**

Захаров О. Г., Козлов В. Н. **Цифровые устройства центральной сигнализации (части 1 и 2).**

Беляев А. В. **Вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА (части 1 и 2).**

Киреева Э. А., Цырук С. А. **Измерительные трансформаторы тока и напряжения с литой изоляцией (справочные материалы, части 1 и 2).**

Алексеев Б. А. **Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии.**

Хромченко Ф. А. **Особенности и причины повреждений сварных соединений трубопроводов ТЭС (справочные материалы)**

Хромченко Ф. А. **Диагностика для продления ресурса трубопроводов ТЭС (справочные материалы)**

Захаров О. Г. **Поиск дефектов в релейно-контакторных схемах (части 1 и 2)**

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу «ПРЕССА РОССИИ». Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.

**Подписной индекс «Библиотечки электротехника» —  
приложения к журналу «Энергетик»**

# 88983

Адрес редакции  
журнала «Энергетик»:

115280, Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23.

Телефон (495) 675-19-06.

E-mail: [energetick@mail.ru](mailto:energetick@mail.ru)

# **Библиотечка электротехника**

*Приложение к журналу «Энергетик»*

*Основана в июне 1998 г.*

**Выпуск 6 (138)**

***Беляев А. В.***

## **ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И УПРАВЛЕНИЕ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

**(Часть 1)**

Москва

НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик»

2010

Главный редактор журнала «Энергетик» А. Ф. ДЬЯКОВ

## РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

«Библиотеки электротехника»

В. А. Семенов (*председатель*), И. И. Батюк (*зам. председателя*),  
Б. А. Алексеев, К. М. Антипов, Г. А. Безчастнов, А. Н. Жулев,  
В. А. Забегалов, В. Х. Ишкин, Ф. Л. Коган, В. И. Кочкарев,  
Н. В. Лисицын, В. И. Пуляев, А. И. Таджибаев, Ю. В. Усачев

**Беляев А. В.**

**Б 43** Защита, автоматика и управление на электростанциях малой энергетики (Часть 1). М.: НТФ «Энергопрогресс», 2010. — 84 с.: ил. [Библиотека электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 6 (138)].

Приведены рекомендации по выполнению защит, автоматики и построению АСУ ТП на электростанциях, созданных на базе авиационных, судовых двигателей и двигателей внутреннего сгорания. Рассмотрены проблемы, возникающие при разработке и эксплуатации таких электростанций, даны способы их решения.

Состоит из трех частей.

В *первой части* изложены: особенности привода генераторов от ГТУ и ДВС и их влияние на работу электрической части электростанции; главные схемы электрических соединений электростанций; размещение и особенности выполнения устройств защиты и противоаварийной автоматики.

Во *второй части* изложены: схемы собственных нужд электростанций; особенности расчетов токов КЗ; синхронизация генераторов; регулирование частоты и активной мощности; некоторые недостатки применяемых регуляторов частоты вращения и автоматики режимного управления; устойчивость параллельной работы; ошибки при проектировании сетей с электростанциями малой мощности.

В *третьей части* изложены: регулирование напряжения в сетях с маломощными электростанциями; автоматические регуляторы возбуждения генераторов; недостатки применяемых регуляторов напряжения и обменной реактивной мощности; управление на электростанциях.

Предназначена для оказания практической помощи проектным организациям и службам эксплуатации при разработке и обслуживании устройств защиты, автоматики и управления на этих электростанциях.

## Предисловие

Защита, автоматика и управление на электростанциях — это самый сложный комплекс вопросов, каждой составной частью которого занимается отдельная наука. По этим частям издано и продолжает издаваться множество технической литературы, ссылки на некоторые издания приведены в списке литературы.

В настоящее время малая энергетика переживает период бурного развития. Множество конверсионных авиационных и судостроительных заводов начали производить энергоблоки малой и средней мощности для электростанций, плохо представляя себе, что режимы двигателя при работе на самолете или в судовой сети и в энергосистеме — это «две большие разницы».

Появились фирмы — поставщики одноагрегатных электростанций, состоящих из газотурбинной установки (ГТУ) или двигателя внутреннего сгорания (ДВС), генератора и вспомогательного оборудования, а также фирмы, поставляющие «под ключ» многоагрегатные электростанции, состоящие из этих блоков и сопутствующего оборудования.

К проектированию электростанций подключились организации, никогда ранее не занимавшиеся этой областью техники и не имеющие практически никакого опыта. В результате зачастую рождаются решения, из-за которых электростанции не могут справиться со своим назначением не только в аварийных, но даже и в нормальных режимах.

Вспомним, как создаются электростанции «большой» энергетики. Вначале исходя из нагрузок выбирается место строительства электростанции. Определяется необходимость реконструкции электрических сетей для передачи мощности или строительства новых сетей, рассматриваются режимы работы энергосистемы с учетом этой электростанции, выбирается основное сетевое электрическое оборудование (напряжение линий электропередачи, мощность трансформаторов, типы выключателей и т.д.), устройства защиты и

противоаварийной автоматики. Эта работа выполняется специализированным институтом «Энергосетьпроект».

На основании этих материалов одна из специализированных проектных организаций (ТЭП, ГИДЭП, АЭП) приступает к проектированию электростанции. Эти организации полностью владеют знаниями в области технологии производства электроэнергии, располагают отработанными типовыми решениями практически по всем узлам электростанции, имеют первоклассных специалистов теплотехников, электриков, релейщиков, автоматчиков, строителей, изыскателей и других необходимых отраслей знаний.

Эта проектная организация объединяет в единое целое отдельные виды энергетического оборудования, производимого специализированными заводами: генераторы («Электросила», Лысьвенский турбогенераторный и др.), турбины (ЛМЗ, ХТЗ, УТМЗ и др.), котлы (Подольский и др.), выключатели, разъединители, комплектные распределительные устройства, источники оперативного тока, средства защиты и автоматизации и пр.

Далее в соответствии с проектом электростанция собирается из этого оборудования строительными и монтажными организациями, а наладочные организации вводят электростанцию в работу.

При создании электростанций небольшой мощности все делается упрощенно, силами отраслевых проектных институтов. Уровень уже не тот, отсюда возникают проектные ошибки.

Наряду с этим, стараются применять энергоблоки полной заводской готовности, чтобы сократить сроки монтажа. При этом задачи сопряжения генератора, турбины, выключателя, собственных нужд, оперативного тока, автоматики, защиты энергоблока и управления им решают уже не специализированные институты, а сам завод-изготовитель, причем так, как он умеет. Часто это приводит к грубейшим ошибкам, поскольку заводы в основном — конверсионные, незнакомые со спецификой энергетики.

То же относится и к системам управления на электростанциях. Общепринятые и отработанные с точки зрения надежности управления и инженерной психологии решения по взаимодействию оператора с контуром управления подвергаются пересмотру со стороны «специалистов», не имеющих никакого отношения к электроэнергетике.

В результате одни ошибки налагаются на другие и иногда электростанция просто отказывается работать в нужном режиме.

Электростанции могут надежно функционировать только тогда, когда заранее предусмотрены и рассчитаны все возможные режимы ее работы, правильно построены первичные схемы, защиты, проти-

воаварийная автоматика, схемы управления каждого присоединения, технологической автоматики. Действия релейной защиты, противоаварийной автоматики, а также технологической защиты и автоматики объединены единством задачи и должны быть строго согласованы между собой путем правильного выбора принципов работы и параметров срабатывания (уставок). Несогласованное действие этих устройств само является источником аварий или приводит к развитию аварий. Поэтому все схемы технологических защит, технологической автоматики и управления ГТУ и ДВС должны подвергаться тщательному анализу в целях предотвращения их неправильного действия при перерывах питания, кратковременной потере оперативного тока и других аварийных режимах.

В удаленных от больших энергосистем районах, где на базе электростанций малой и средней мощности создаются свои автономные энергосистемы, могут возникать лавинные (цепочечные) аварии при аварийных возмущениях (КЗ, отключениях части генераторов, больших набросах нагрузки). Например, нарушение устойчивости одной из линий электропередачи может вызвать аналогичный процесс на другой. Возникающие при этом асинхронные режимы вызывают вторичные нарушения устойчивости, что приводит к разделению электростанций с образованием узлов с дефицитом активной мощности, лавиной частоты и напряжения, массовому отключению потребителей, отключению энергоблоков электростанций. Даже на одиночных электростанциях малой мощности, работающих автономно или параллельно с энергосистемами, возникают проблемы с устойчивостью параллельной работы, забросами и провалами частоты вращения при сбросах и набросах нагрузки. Опыт предотвращения таких аварий, приобретенный в «большой» энергетике, следует в максимальной степени учитывать и при развитии малой энергетики.

Отсюда возникла необходимость хотя бы в общих чертах изложить, с какими процессами приходится иметь дело при разработке и эксплуатации электростанций, и дать общее представление о путях решения возникающих проблем. Этой цели и посвящена данная работа, выпускаемая в трех частях. Более глубокое совершенствование знаний по отдельным областям затрагиваемых в этой работе вопросов — это дело самого читателя, база для такого образования уже создана трудами выдающихся российских ученых, работавших в области «большой» энергетике.

В настоящей работе рассматриваются электростанции напряжением 6 (10) кВ при мощности единичных энергоблоков от 0,6 до 25 МВт. Электростанции напряжением 0,4 кВ не рассматриваются,

поскольку в сетях этого напряжения нет необходимого набора защит и автоматики для создания многоагрегатных электростанций промышленного назначения. Вопросы автоматизации электростанций, режимного и противоаварийного управления рассматриваются на базе российского опыта и традиций. При применении зарубежных энергоблоков и электростанций необходимо дополнительно руководствоваться материалами фирм-изготовителей.

В многофункциональных цифровых РЗА (ЦРЗА) обычно предлагается обширный набор функций защиты и противоаварийной автоматики, выходящий за рамки требований ПУЭ. Необходимость применения каждой из них требует специального обсуждения, что не входит в задачу настоящей работы. Поэтому здесь приводится минимально необходимый перечень устройств РЗА в соответствии с ПУЭ [1] и Руководящими указаниями по релейной защите [2]. Разумеется, применяемые ЦРЗА должны пройти адаптацию к российским условиям, иметь разработанные и проверенные логические схемы, а комплектные распределительные устройства — соответствующую этим терминалам вторичную коммутацию. О том, как следует выполнять эти требования, можно прочитать в работе [3].

**Замечания и пожелания по брошюре  
просьба направлять по адресу:  
115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23.  
Редакция журнала «Энергетик»**

*Автор*

## ГЛАВА ПЕРВАЯ

# Особенности привода генераторов от ГТУ и ДВС и их влияние на работу электрической части электростанции

**Энергоблок с одновальной ГТУ и с ГТУ со свободной силовой турбиной.** Принцип действия двухвальной (многовальной) ГТУ показан на рис. 1.1. При ее работе атмосферный воздух 1 сжимается компрессором 2 и подается в камеру сгорания 6, туда же поступает топливо (газ) через регулирующий клапан 5. Продукты сгорания поступают на турбины 7 и 8, первая из них является приводом компрессора, вторая — генератора. Поскольку турбины 7 и 8 отделены друг от друга, то такие установки иногда называют ГТУ со свободной силовой турбиной. Частота вращения валов компрессора и силовой турбины разная. В авиационных и судовых ГТУ, приспособленных для привода генераторов, частота вращения вала силовой турбины обычно отличается от синхронной, поэтому вал ротора генератора присоединяется к валу силовой турбины через редуктор 10. После редуктора устанавливается также муфта предельного момента, о назначении которой написано далее.

Одновальная ГТУ отличается от ГТУ со свободной силовой турбиной тем, что имеется только одна силовая турбина, приводящая во вращение и компрессор, и генератор (рис. 1.1, б). Частота вращения ее вала также может отличаться от синхронной, поэтому вал ротора генератора присоединяется к валу ГТУ также через редуктор и муфту предельного момента.

Одновальная ГТУ устойчивее двухвальной (многовальной) в переходных режимах сброса и наброса нагрузки. Это объясняется тем, что из 100 % энергии, получаемой в камере сгорания, примерно треть тратится на выработку электроэнергии, а две трети тратится на привод компрессора. Соответственно наброс (сброс) 100 % мощности генератора для ГТУ со свободной силовой турбиной соответ-

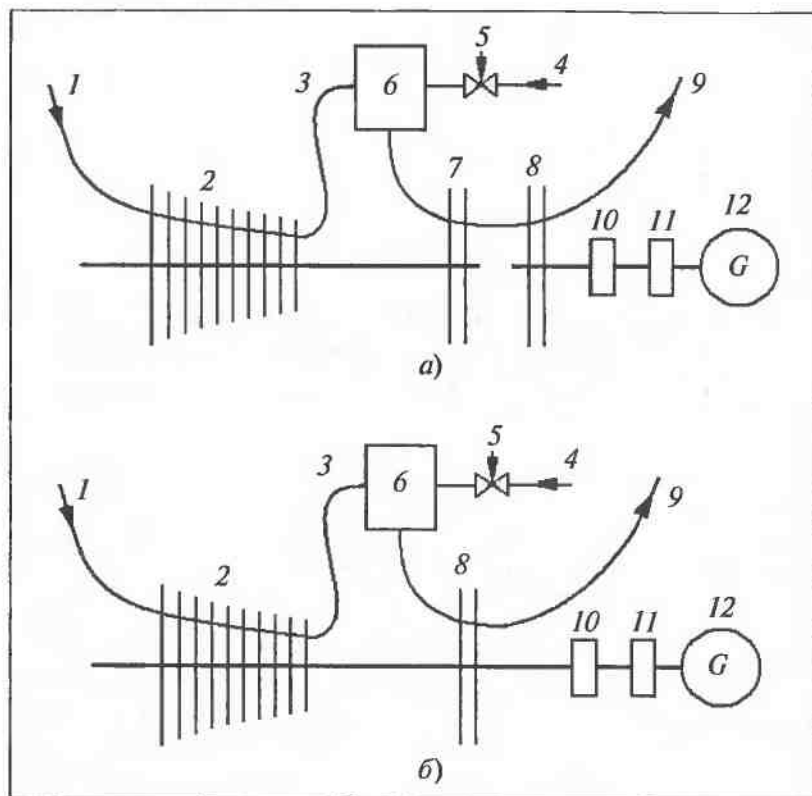


Рис. 1.1. Упрощенная схема энергоблока с двухвальной (а) и одновальной (б) газотурбинной установкой:

1 — атмосферный воздух; 2 — компрессор; 3 — сжатый воздух; 4 — газ; 5 — регулирующий клапан; 6 — камера сгорания; 7 — турбина привода компрессора; 8 — силовая турбина; 9 — отработанные газы; 10 — редуктор; 11 — муфта предельного момента; 12 — генератор

ствует 100 % мощности этой турбины, а для одновальной ГТУ это соответствует только 30 % мощности турбины. Поэтому регулятор частоты вращения одновальной ГТУ без затруднений справляется с таким набросом (сбросом) нагрузки, а регулятор частоты вращения двухвальной ГТУ не успевает с регулированием, допуская глубокие снижения (повышения) частоты вращения иногда с выходом на срабатывание автомата безопасности (отключение энергоблока при опасном превышении частоты вращения). Поэтому заводы — изготовители энергоблоков с приводом от ГТУ со свободной сило-

вой турбиной разрешают наброс (сброс) только 50 % мощности генератора.

Естественно, что с точки зрения устойчивости работы электростанции при внешних возмущениях предпочтительнее применять однофазные ГТУ.

**Защита от обратной мощности.** Мощность, затрачиваемая на привод компрессоров однофазных ГТУ, более чем в 2 раза превышает мощность электрического генератора. При переходе генератора в режим электродвигателя, если после отключения подачи топлива к ГТУ и прекращения горения он остается включенным в сеть, возникает его недопустимая перегрузка, что может привести к повреждениям. Поэтому генераторы однофазных ГТУ при переходе в режим электродвигателя должны немедленно отключаться, для чего на генераторах должна устанавливаться защита от обратной мощности [4]. Для генераторов с приводом от ГТУ со свободной силовой турбиной это требование необязательно.

**Предотвращение поломок валопровода между ГТУ и генератором.** На валу генератора при его работе на электрическую сеть могут возникать механические моменты, значительно превосходящие номинальный. Причинами этого являются следующие обстоятельства.

1. *Апериодическая составляющая тока КЗ.* При КЗ в сети, как известно, возникают периодическая и апериодическая составляющие тока КЗ. Последняя создает в генераторе неподвижный относительно статора быстро затухающий (в течение примерно 0,1 с) магнитный поток, который пересекается вращающимся ротором. Это вызывает появление в валопроводе между турбиной и генератором быстро затухающего знакопеременного момента. Максимальное значение этого момента имеет место в первый полупериод (через 0,005 с), оно может в 5 – 10 раз превысить номинальный момент [5]. Этот знакопеременный момент исчезает вместе с апериодической составляющей тока КЗ. Максимальное значение указанного момента возникает в том случае, когда КЗ происходит при переходе синусоиды тока через максимум. При этом имеет место максимальное начальное значение апериодической составляющей тока КЗ.

Максимальное значение момента при трехфазном КЗ можно приближенно определить по следующим формулам:

- для генераторов без демпферной обмотки

$$M_{\text{к max}} = \frac{U^2}{x_d'} k_m; \quad (1.1)$$

- для генераторов с демпферной обмоткой

$$M_{к \max} = \frac{U^2}{x_d''} k_{м,д}, \quad (1.2)$$

где  $U$  — напряжение статора, отн. ед.;  $x_d'$  и  $x_d''$  — переходное и сверх-переходное индуктивное сопротивление генератора соответственно, отн. ед.;  $k_m$  и  $k_{м,д}$  — коэффициенты, определяемые расчетом [6], для приближенных расчетов могут приниматься равными 1,1.

Например, для генератора ТК-4-2 мощностью 4 МВт напряжением 10,5 кВ, имеющего  $x_d'' = 0,14$ , максимальный момент при трехфазном КЗ составляет 7,85 номинального:

$$M_{к \max} = (1/0,14) 1,1 = 7,85.$$

Более значительный момент возникает при двухфазном КЗ [6], он может в 1,3 — 1,4 раза превысить момент при трехфазном КЗ. Это объясняется тем, что двухфазные КЗ сопровождаются ярко выраженной второй гармоникой момента, составляющей 50 % основной. Она искажает синусоидальную форму момента и приводит к увеличению его пикового значения. Еще более значительный момент возникает при отключении КЗ и восстановлении связи генератора с электрической сетью, этот момент для генераторов без демпферной обмотки может достигать до  $3,2M_{к \max}$ , для генераторов с демпферной обмоткой — до  $1,7M_{к \max}$ . Это объясняется тем, что после отключения КЗ электромагнитный момент машины определяется двумя составляющими: первая обусловлена предшествующим режимом КЗ (свободное потокосцепление), вторая — вынужденным потокосцеплением, вызванным восстановившимся внешним напряжением. Кратность этого момента для машин с демпферной обмоткой меньше, чем для машин без демпферной обмотки, поскольку составляющая момента, обусловленная вынужденным магнитным потоком, не зависит от наличия демпферной обмотки, а момент при КЗ больше у машины с демпферной обмоткой.

Следует иметь в виду, что через статор на фундамент передается максимальное значение пульсирующего электромагнитного момента, а на вал — его часть, зависящая от соотношения маховых моментов ротора генератора  $GD_r^2$  и двигателя  $GD_d^2$ , т.е. пропорциональная отношению  $GD_d^2 / (GD_r^2 + GD_d^2)$ . Поэтому изготовитель энергетических турбин обычно запрашивает у изготовителей гене-

раторов значение максимального момента и проверяет валопровод на прочность.

Энергетические турбины в силу конструктивных особенностей имеют достаточно прочный вал. Авиационные турбины значительно легче, их вал может ломаться при таких перегрузках. Для предотвращения таких поломок между генератором и турбиной устанавливают муфту предельного момента, которая позволяет провернуться валу генератора относительно вала турбины при недопустимом моменте (аналог — два бруска, прижатых друг к другу, но проворачивающихся, если момент больше силы трения). Момент срабатывания (поворачивания) выбирается исходя из механической прочности вала турбины. Однако момент срабатывания не должен быть меньше, чем момент, вызываемый набросами активной мощности при КЗ в сети.

2. *Наброс активной мощности при КЗ* вызывается потерями мощности в активных сопротивлениях. При трехфазном КЗ потери мощности  $\Delta P_{\text{к}}$  в активном сопротивлении цепи КЗ равны [7, 8]

$$\Delta P_{\text{к}} = 3I_{\text{к}}^2 r_{\Sigma} = \frac{U_{\text{с}}^2 r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2} = \frac{U_{\text{с}}^2}{x_{\Sigma}^2 / r_{\Sigma} + r_{\Sigma}}, \quad (1.3)$$

где  $r_{\Sigma}$  и  $x_{\Sigma}$  — суммарные активное и реактивное сопротивления цепи КЗ;  $U_{\text{с}}$  — линейное напряжение системы.

По мере удаления точки КЗ потери вначале растут, переходят через максимум, а затем снижаются. Максимальный наброс мощности от активных потерь при КЗ имеет место при  $r_{\Sigma} = x_{\Sigma}$ .

Из-за снижения напряжения в узлах нагрузки при КЗ происходит некоторое снижение нагрузки потребителей, а из-за возрастания токов увеличиваются активные потери. Если рост потерь превышает снижение мощности нагрузки, то происходит наброс мощности на генераторы, что при отсутствии резерва генераторной мощности и автономной работе может приводить к снижению частоты.

**Пример 1.1.** Определить значение максимального наброса мощности на генератор в схеме рис. 1.2 при трехфазном металлическом КЗ за кабелем со стороны 0,4 кВ. Параметры генератора: номинальная мощность  $P_{\text{ном}} = 2500$  кВт;  $S_{\text{ном}} = 3125$  кВ · А; номинальный ток  $I_{\text{ном}} = 172$  А; сверхпереходное индуктивное сопротивление  $x_{\text{д}}^{\text{н}} = 0,15$  отн. ед.; активное сопротивление фазы обмотки статора (75 °С)  $r_{\text{ст}} = 0,08$  Ом. Параметры трансформатора: номинальная мощность  $S_{\text{ном}} = 1000$  кВ · А; напряжение короткого замыкания  $u_{\text{к}} = 5,5$  %; индуктивное и активное сопротивление прямой после-

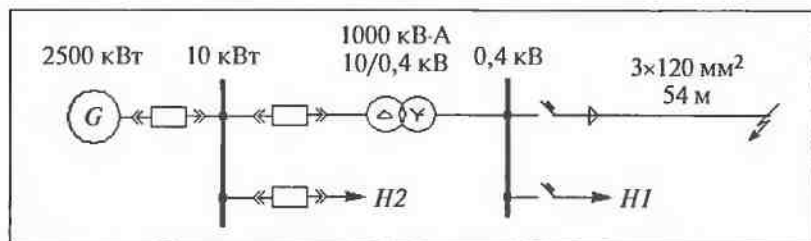


Рис. 1.2. Расчетная схема к примеру 1.1

довательности, приведенное к напряжению 0,4 кВ  $x_{1T} = 8,6$  мОм,  $r_{1T} = 2$  мОм. Параметры кабеля с алюминиевыми жилами: сечение  $3 \times 120$  мм<sup>2</sup>; удельное сопротивление  $r_{уд} = 0,32$  мОм/м,  $x_{уд} = 0,064$  мОм/м.

Решение. Сопротивление генератора

$$x_T = \frac{x_d^r U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{0,15 \cdot 10,5^2}{3,125} = 5,29 \text{ Ом.}$$

Индуктивное и активное сопротивления трансформатора, приведенные к напряжению 10,5 кВ:

$$x_T = 0,0086 \left( \frac{10,5}{0,4} \right)^2 = 5,9 \text{ Ом;}$$

$$r_T = 0,002 \left( \frac{10,5}{0,4} \right)^2 = 1,38 \text{ Ом.}$$

Предварительные расчеты показывают, что соотношение  $r_k = x_k$  имеет место при длине кабеля 55 м, тогда индуктивное и активное сопротивления кабеля, приведенные к напряжению 10,5 кВ, составляют:

$$x_{каб} = x_{уд} l (10,5/0,4)^2 = 0,064 \cdot 55 \cdot 10^{-3} (10,5/0,4)^2 = 2,43 \text{ Ом;}$$

$$r_{каб} = r_{уд} l (10,5/0,4)^2 = 0,32 \cdot 55 \cdot 10^{-3} (10,5/0,4)^2 = 12,12 \text{ Ом.}$$

Результирующие значения сопротивлений

$$x_{\Sigma} = 5,29 + 5,9 + 2,43 = 13,6 \text{ Ом};$$

$$r_{\Sigma} = 0,08 + 1,38 + 12,13 = 13,6 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление цепи КЗ

$$z_{\Sigma} = \sqrt{2(13,6)^2} = 19,2 \text{ Ом}.$$

Электрическую удаленность однозначно характеризует расчетное результирующее сопротивление до точки КЗ в относительных единицах  $z_{*p}$ , приведенное к суммарной мощности параллельно работающим генераторов. В нашем случае оно составляет

$$z_{*p} = z_{\Sigma} \frac{S_{\text{ном.г}\Sigma}}{U_{\text{ср}}^2} = 19,2 \frac{3,125}{10,5^2} = 0,6 \text{ отн. ед.},$$

где  $S_{\text{ном.г}\Sigma}$  — суммарная номинальная мощность параллельно работающих генераторов, МВ · А;  $U_{\text{ср}}$  — среднее напряжение той ступени, к которой отнесено  $z_{\Sigma}$ , кВ.

По расчетным кривым затухания для малоомощных генераторов [9, 10] находим относительные значения токов  $I_{\text{к0}}^{(3)} \approx I_{\text{к}\infty}^{(3)} \approx 1,7$ , что соответствует  $I_{\text{к0}}^{(3)} \approx I_{\text{к}\infty}^{(3)} \approx 1,7 \cdot 172 = 292 \text{ А}$ . Поскольку значения токов практически не меняются во времени, то КЗ можно считать удаленным.

В этих условиях из-за снижения напряжения нагрузка на генератор уменьшится. Точное значение уменьшения нагрузки определить затруднительно, поскольку неизвестен ее характер. Одновременно наброс активной мощности на генератор из-за потерь в цепи КЗ составит

$$\Delta P_{\text{к}} = 3(0,292)^2 \cdot 13,6 = 3,47 \text{ МВт}.$$

**Защита ПАЭС-2500 от предельного момента.** В заводской схеме электростанции ПАЭС-2500 предусмотрена технологическая защита по предельной мощности, действующая при увеличении мощности до 3500 кВт ( $1,4P_{\text{ном}}$ ) без выдержки времени на отключение вы-

ключателя генератора и отключение возбуждения. Конструктивно она выполнена с помощью измерителя крутящего момента (ИКМ), работающего на принципе сравнения момента, передаваемого корпусом перебора планетарного редуктора на венец ИКМ, и противодействующего момента, создаваемого на этом же венце штоками поршней цилиндров, под которые подводится масло высокого давления от замкнонасоса ИКМ. При достижении давления масла  $90 \text{ кг/см}^2$  замыкаются контакты датчика выходного реле и защита срабатывает.

Завод-изготовитель обосновывает применение этой защиты необходимостью защитить двигатель от перегрузок и, в частности, предохранить вал-рессору от поломок при внешних КЗ в электрической сети. Как видно из изложенного выше, этот довод нельзя признать состоятельным. Опасность поломки вала рессоры сохраняется и при наличии защиты по предельному моменту, поскольку максимальный момент возникает через  $0,05 \text{ с}$  после начала КЗ, а защита отключит генератор (с учетом времен срабатывания механических органов защиты, ИКМ, промежуточных реле, отключения выключателя) не ранее  $0,2 \text{ с}$ , т.е. уже после окончания воздействия на вал указанного пульсирующего момента. Иначе говоря, защита способна отключить только уже сломанную машину. Предотвратить поломку вала может либо его механическое усиление, либо установка между генератором и турбиной пружинной муфты или муфты трения, демпфирующих действие знакопеременного момента. На всех новых ПАЭС (начиная с заводского номера 255446) между редуктором и генератором уже установлена такая пружинная муфта.

Кроме того, в практике эксплуатации наблюдались многочисленные случаи ложной работы этой защиты при внешних КЗ (даже при КЗ за понижающими трансформаторами  $6/0,4 \text{ кВ}$  в сети  $0,4 \text{ кВ}$ ). Естественно, что эти КЗ сопровождаются набросом мощности на генератор из-за активных потерь в сети. При этом вместо выключателя поврежденного присоединения отключался выключатель генератора ПАЭС с полным погашением энергорайона, что недопустимо для энергосистем с повышенными требованиями к надежности электроснабжения. Отметим, что длительность перерыва электроснабжения существенно увеличивается из-за затрат времени на поиск неотключенного поврежденного присоединения.

Наличие этой защиты противоречит Правилам устройства электроустановок (§ 3.2.47), согласно которым защита от перегрузки должна действовать на сигнал с выдержкой времени, которая принимается на ступень селективности больше времени действия максимальной токовой защиты генератора от внешних КЗ.

Для предотвращения этих случаев эксплуатационный персонал вынужден был ввести в схему этой защиты выдержку времени, после чего ложные отключения при КЗ прекратились.

**Особенности применения привода от ДВС.** Технологический минимум энергоблока с приводом от ДВС составляет примерно 40 % номинальной мощности. Поэтому мощность энергоблоков электростанции с ДВС нужно выбирать так, чтобы при минимальном режиме работы объекта электроснабжения загрузка энергоблока электростанции не была менее указанной. Иногда в таких режимах предусматривают выдачу мощности в энергосистему. Очевидно, что для автономных электростанций в условиях переменной нагрузки по условию технологического минимума выгоднее применять энергоблоки (хотя бы некоторые из них) небольшой мощности.

Наряду с этим следует учитывать, что по опыту проектирования единичная мощность понижающих трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ, подключаемых к сборным шинам генераторного напряжения этих электростанций, должна быть примерно в 1,5 – 2 раза меньше мощности генераторов. Иначе не обеспечить селективность защит в минимальном режиме работы одного генератора и при КЗ на шинах 0,4 кВ вместо трансформатора может отключиться генератор с полным погашением объекта.

Получаются ножицы: по первому условию надо выбирать мощность единичного агрегата как можно меньше, по второму — наоборот. Для приводных ГТУ такого технологического минимума нет, с этой точки зрения их применение предпочтительнее.

**Оперативный ток.** В ряде случаев для питания САУ газотурбинного двигателя (ГТД) и ДВС применяются аккумуляторные батареи или источники бесперебойного питания ИБП напряжением 24 (27) В, которые устанавливаются в силовом блоке (см. § 2.1). Короткое замыкание в сети этой батареи, отключаемое защитой поврежденного присоединения, сопровождается глубоким снижением напряжения, вследствие чего технологическая защита отключает энергоблок. Поэтому на многоагрегатных электростанциях не допускается применение общей батареи 24 (27) В для питания САУ всех агрегатов — это может привести к остановке всей электростанции, а не только одного энергоблока. Кроме того, в ряде случаев один из полюсов батареи штатно заземляется, что связано с конструктивными особенностями приводного агрегата. В энергетике такие решения не применяют, наоборот, для повышения надежности полюса оперативного тока всегда изолируют от «земли» и устанавливают устройство контроля их изоляции. Случайное заземление одного из полюсов не сказывается на работе всей установки, а по

сигналу наличия замыкания на землю персонал принимает меры по его устранению. Такие решения по ряду причин все еще не находят применения у изготовителей ГТД, хотя к этому следует стремиться.

Для питания оперативных цепей устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики и управления на электростанциях обычно применяют системы оперативного тока напряжением 220 В от аккумуляторных батарей. Подробнее о выборе напряжения оперативного тока можно прочитать в работе [3].

## ГЛАВА ВТОРАЯ

# Главные схемы электрических соединений электростанций. Размещение устройств защиты и противоаварийной автоматики

### 2.1. ОДНОАГРЕГАТНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Одноагрегатные электростанции выпускаются в виде готовых блоков контейнерного исполнения полной заводской готовности напряжением 6 и 10 кВ с приводом от ГТУ мощностью 1,5; 2,5; 4,0; 6; 10; 12; 16 МВт и более, а с приводом от ДВС до 5 МВт. Считается, что при мощности до 5 МВт привод от ДВС экономичнее.

Существуют два варианта применения одноагрегатных электростанций.

Первый вариант — когда покупают один энергоблок, чтобы сэкономить потребление электроэнергии от энергосистемы или для временного либо резервного электроснабжения.

Второй вариант — когда покупают несколько энергоблоков, чтобы собрать многоагрегатную электростанцию со сборными шинами генераторного напряжения.

Естественно, что комплектация энергоблока зависит от варианта применения.

В первом варианте обычно поставляют энергоблоки в полной комплектации, а именно:

- газотурбинный двигатель (ГТД) или ДВС и его системы (топливная, масляная, авторегулирования, охлаждения масла и др.);
- воздухозаборное устройство с системами воздухоочистки, шумоглушения, защиты от обледенения;
- газовыхлопное устройство с системой шумоглушения;
- комплект оборудования для пуска энергоблока;

- генератор и его системы (масляная, охлаждения, возбуждения и др.);
- трансформаторы тока со стороны нулевых выводов генератора;
- КРУ 6 (10) кВ;
- сборка собственных нужд 0,4 кВ;
- система контроля загазованности, пожаробнаружения и пожаротушения;
- трансформатор собственных нужд;
- САУ агрегата с пультом управления ГТД (ДВС) и техническими системами;
- пульт управления генератором и синхронизацией;
- источник постоянного оперативного тока напряжением 220 В для питания цепей защиты, управления, автоматики и САУ агрегата. При необходимости могут применяться аккумуляторные батареи напряжением 24 или 27 В для питания автоматики турбины;
- вспомогательное оборудование.

Во втором варианте выполняют соответствующий проект многоагрегатной электростанции, в котором предусматривают общие распредустройство генераторного напряжения, источник оперативного тока, трансформаторы и распредустройство собственных нужд, главный щит управления электростанции. Поэтому часть перечисленного выше оборудования энергоблока становится излишней [индивидуальные КРУ 6 (10) кВ, трансформаторы собственных нужд, индивидуальные пульты управления генератором и синхронизацией, источники постоянного оперативного тока].

Соответственно, завод — изготовитель одноагрегатной электростанции должен иметь два варианта ее исполнения — в полной комплектации и в неполной комплектации, предназначенной специально для многоагрегатной электростанции.

Некоторые заводы выпускают одноагрегатные электростанции в составе двух блоков — силового и управления. В блоке управления находится та часть оборудования, которая не нужна для многоагрегатной электростанции, в силовом блоке — все остальное. Если электростанция применяется как одноагрегатная, то нужно покупать оба блока, если комплектуются многоагрегатная электростанция, то покупаются только силовые блоки. Преимущество такого исполнения для завода-изготовителя заключается в том, что на заводе нужно иметь только один комплект документации, что позволяет унифицировать одно и то же изделие для разных вариантов применения и, соответственно, повысить качество изготовления. Для покупателя преимущество этого исполнения — в более комфортных

условиях работы оператора, поскольку блок управления устанавливается на некотором расстоянии от силового и на него не передаются шум и вибрация работающего агрегата.

Главная электрическая схема одной из таких электростанций с приводом от ГТУ мощностью 1,5 МВт приведена на рис. 2.1. Вся высоковольтная часть (кроме генератора и трансформаторов тока со стороны нулевых выводов) установлена в блоке управления. На случай отсутствия напряжения в энергосистеме для пуска электростанции предусмотрен дополнительный ввод 0,4 кВ на шины собственных нужд от стороннего источника (дизель-генератора) с устройством АВР между основным и дополнительным вводом.

Защита и автоматика генератора выполнены в соответствии с Правилами [1] и Руководящими указаниями [2].

Трансформаторы тока  $TA1$  и  $TA4$  предназначены для подключения токовых цепей дифференциальной защиты  $D$  генератора, которая заодно охватывает кабель от генератора до шин ЗРУ 6 (10) кВ и сами шины ЗРУ. Трансформатор собственных нужд  $TCH$  установлен небольшой мощности (40 кВ · А), поэтому его не нужно охватывать трансформаторами тока дифференциальной защиты (ее ток срабатывания значительно больше тока КЗ за  $TCH$ ).

Трансформаторы тока  $TA2$  (фаз  $A$  и  $C$ ) предназначены для подключения токовых цепей максимальной токовой защиты генерато-

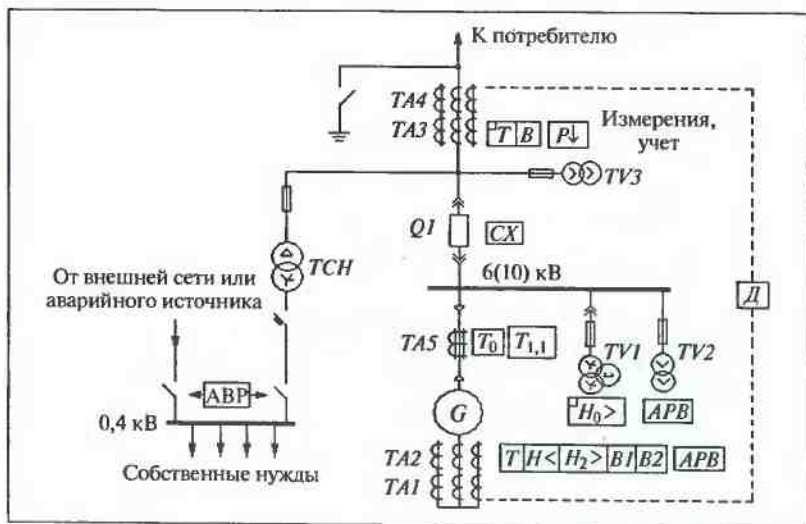


Рис. 2.1. Главная схема одноагрегатной электростанции ПГТЭС-1500

ра с комбинированным пуском напряжения с независимой характеристикой и двумя выдержками времени  $TН < H2 > B1, B2$ , с действием с первой выдержкой времени на отключение секционного выключателя ЗРУ (при его наличии), со второй — на отключение генератора. К  $TA2$  (фаза  $B$ ) подключены токовые цепи автоматического регулятора возбуждения  $APB$  генератора.

Трансформаторы тока  $TA3$  предназначены для подключения токовых цепей измерений, учета, защиты от перегрузки  $\square TB$  и от обратной мощности  $P\downarrow$ , последняя должна применяться для защиты генератора, поскольку ГТУ в данном случае выполнена однофазной. Трансформаторы тока  $TA5$  предназначены для подключения токовых цепей защиты от замыканий на землю  $T_0$  и двойных замыканий на землю  $T_{1,1}$ .

Трансформаторы напряжения  $TV1$  предназначены для подключения цепей учета, измерений, синхронизации, пусковых органов максимальной токовой защиты по напряжению и сигнализации замыканий на землю  $H_0$ .

Трансформаторы напряжения  $TV2$  предназначены для подключения цепей автоматического регулятора возбуждения  $APB$  и форсировки возбуждения,  $TV3$  — для подключения цепей синхронизации и измерений.

Силовые цепи системы возбуждения (СВ) в данном случае подключены к специальной обмотке, уложенной в статоре генератора. Если таковая отсутствует, то вместо трансформатора напряжения  $TV2$  устанавливают силовой трансформатор питания СВ, а цепи напряжения  $APB$  подключают через отдельный автоматический выключатель к трансформатору напряжения  $TV1$ .

Для многоагрегатных электростанций используется только силовой блок. Генераторные выключатели, все трансформаторы напряжения, трансформаторы тока  $TA3, TA4, TA5$  устанавливаются в общем распределительном устройстве. Питание собственных нужд напряжением 0,4 кВ также выполняется централизованным.

## **2.2. МНОГОАГРЕГАТНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ СО СБОРНЫМИ ШИНАМИ ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ НАЛИЧИИ СВЯЗИ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ ЧЕРЕЗ ПРИМЫКАЮЩУЮ ПОДСТАНЦИЮ 35 (110, 220)/6 (10) КВ**

**Главная схема.** Многоагрегатные электростанции со сборными шинами генераторного напряжения собираются из силовых блоков одноагрегатных электростанций. Блоки управления, как правило,

не используются, поскольку установленное в них оборудование нужно только для одноагрегатных электростанций (становятся излишними индивидуальные КРУ 6 (10) кВ, трансформаторы собственных нужд, источник оперативного тока, индивидуальные пункты управления).

Для сооружения многоагрегатных электростанций выделяется площадка, на которой устанавливают силовые блок-контейнеры турбогенераторов; электротехнический блок с общим распределительным устройством генераторного напряжения, распределительным устройством собственных нужд 0,4 кВ, источником оперативного тока и общим главным щитом управления; блоки вспомогательных устройств; повышающая подстанция 6 (10)/110 (220) кВ; другие сооружения. В северных районах все оборудование электростанции размещают в общем здании.

Главная электрическая схема многоагрегатной электростанции со сборными шинами генераторного напряжения приведена на рис. 2.2.

Главное распределительное устройство выполняется на базе серийно выпускаемых КРУ и обычно состоит из двух секций шин генераторного напряжения 6 (10) кВ, соединенных секционным выключателем. К секциям шин подключаются генераторы  $G$  электростанции; трансформаторы собственных нужд 6 (10)/0,4 кВ электростанции  $TCH$ ;

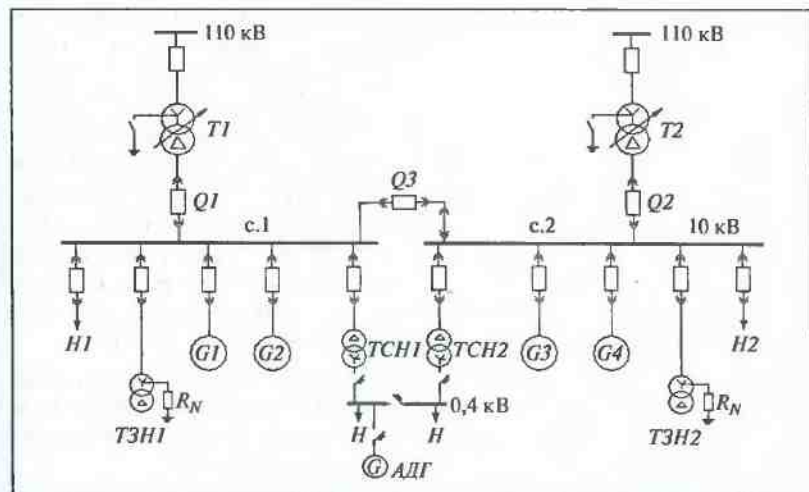


Рис. 2.2. Главная схема многоагрегатной электростанции со сборными шинами генераторного напряжения и примыкающей подстанцией 110/10 кВ (коммутация со стороны 110 кВ показана условно)

выводы к повышающим трансформаторам  $T$  связи с энергосистемой напряжением 6 (10)/35 (110, 220) кВ. От шин 10 (6) кВ непосредственно или через реактированное распредустройство получают питание местные нагрузки  $H1$  и  $H2$ . Как правило, применяют резистивное заземление нейтрали сети, выполненное с помощью специального трансформатора заземления нейтрали ( $T3H$ ).

**Режим нейтрали в сети генераторного напряжения.** В сетях 6 и 10 кВ с изолированной нейтралью наиболее распространенным видом повреждений являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) с перемежающейся дугой. Возникающие при этом перенапряжения [до  $(3 \div 4)U_{\phi}$ ] весьма опасны для электрооборудования и в первую очередь для генераторов, электродвигателей, кабелей и трансформаторов напряжения.

Шаговое напряжение и напряжение прикосновения в месте ОЗЗ опасно для людей и животных.

При ОЗЗ в обмотках высоковольтных генераторов для предотвращения прожигания стали статора должно быть обеспечено их быстрое отключение защитой от замыканий на землю. Однако во многих случаях релейная защита не способна отключить присоединение с ОЗЗ из-за недостаточной чувствительности и малых значений емкостного тока ОЗЗ, поэтому вся сеть 6 — 10 кВ длительно находится под воздействием указанных перенапряжений.

Для предотвращения возникновения перенапряжений при ОЗЗ, быстрого отключения ОЗЗ, максимального охвата обмоток генераторов защитой от ОЗЗ, а также предотвращения феррорезонансных явлений в сетях с малыми токами ОЗЗ применяют низкоомное резистивное заземление нейтрали сети 6 (10) кВ с помощью трансформаторов заземления нейтрали  $T3H$ . Отметим, что  $T3H$  обеспечивают заземление нейтрали сети в режиме, когда генераторы остановлены, поэтому не допускается подключение заземляющего резистора непосредственно в нейтрали статорных обмоток генератора. Подключение заземляющего резистора в нейтрали генератора допускается только при отсутствии связи электростанции с энергосистемой (см. § 2.4) или для блочных схем «генератор — трансформатор» (см. § 2.5).

Ниже рассмотрен способ низкоомного резистивного заземления нейтрали, рекомендованный институтами «Атомэнергопроект» и «Тяжпромэлектропроект» и широко применяемый на электростанциях ЕЭС России и промышленных предприятиях [11].

К секции сборных шин через выключатель подключается специальный трансформатор заземления нейтрали со схемой соединения  $Y/\Delta$ . Между нулевой точкой обмотки ВН и «землей» включается ре-

зистор  $R_N$  с сопротивлением 100 Ом для сетей 6 кВ или 150 Ом для сетей 10 кВ (см. рис. 2.2).

В месте ОЗЗ проходит геометрическая сумма емкостного тока сети  $I_C$  и тока  $I_R$ , создаваемого устройством заземления нейтрали. При малом емкостном токе  $I_C$  им можно пренебречь и считать, что ток ОЗЗ равен току через резистор  $R_N$ :

$$I_3^{(1)} = I_R = \frac{U}{\sqrt{3}R_N}. \quad (2.1)$$

Значение тока ОЗЗ при принятых значениях сопротивления  $R_N$  по выражению (2.1) составит при напряжении 6,3 кВ — 36 А, при 10,5 кВ — 40 А.

Естественно, что эти значения тока обеспечивают четкую работу токовых защит от ОЗЗ на отключение. Рассмотрим, насколько эффективно работают эти защиты при внутренних ОЗЗ в обмотках электрических машин.

Обмотки статора генераторов и электродвигателей обычно соединяют в звезду для исключения потерь от циркуляции токов третьей гармоники. Зону защиты такой обмотки при внутренних ОЗЗ можно определить по выражению

$$w = \left(1 - \frac{I_{сз}}{I_R}\right) 100, \quad (2.2)$$

где  $w$  — число витков обмотки, %, считая от зажимов;  $I_{сз}$  — ток срабатывания защиты от ОЗЗ.

Отсюда видно, что при  $I_{сз} = 4$  А и токе ОЗЗ 40 А защита охватывает 90 % витков. Увеличить зону защиты обмотки статора при ОЗЗ можно, снижая ток срабатывания защиты или сопротивление заземляющего резистора.

Ток ОЗЗ по мере удаления от выводов в глубь статора составит

$$I_3^{(1)} = \left(1 - \frac{w}{100}\right) \frac{U}{\sqrt{3}R_N}, \quad (2.3)$$

где  $w$  — число витков от зажимов до точки замыкания, % общего числа витков поврежденной фазы.

Трансформатор и резистор устанавливают в отдельном шкафу заземления нейтрали. Например, АО «Московский завод Электроцит» серийно выпускает шкаф заземления нейтрали ШЗН серии

К-118УЗ. В нем установлены трансформатор типа ТСНЗ-63/10 мощностью 63 кВ · А на напряжение 6 или 10 кВ и включенные в нейтраль резистор и трансформатор тока типа ТЛК10-0,5/10Р-50/5. Стойкость резистора составляет 1,5 с при токе 40 А и 1 ч при токе 5 А. Трансформатор ТСНЗ-63/10 на напряжение 10 кВ имеет облегченную изоляцию.

Аналогичный шкаф типа КУН-70УЗ для сетей напряжением 10 кВ выпускает ООО «НИИЭФА-Энерго» (г. Санкт-Петербург). В нем применены трансформатор ТС-70/10 с нормальной изоляцией, резистор 150 Ом. Стойкость резистора составляет 3 с при токе 40 А и 1 ч при токе 5 А.

Итак, низкоомное резистивное заземление нейтрали обеспечивает:

- подавление перенапряжений при ОЗЗ и феррорезонансных явлений;
- четкую работу релейной защиты от ОЗЗ на отключение поврежденного присоединения;
- максимальный охват обмоток электрических машин защитой от ОЗЗ;
- снижение броска емкостного тока присоединения при внешних ОЗЗ примерно в 2,5 раза по сравнению с режимом изолированной нейтрали. Поэтому ток срабатывания защиты присоединения от замыканий на землю может быть существенно снижен.

Резистор  $R_M$ , примененный в схеме низкоомного резистивного заземления нейтрали, нетермостойкий, поэтому на случай редких, но возможных отказов защиты или выключателя присоединения с ОЗЗ на ТЗН предусматривается защита нулевой последовательности, которая отключает ТЗН, переводя сеть в режим с изолированной нейтралью.

Шафы заземления нейтрали устанавливают в помещении ЗРУ 6 (10) кВ по одному на секцию, предпочтительно не в ряд с ячейками КРУ, а отдельно у стены (на всякий случай, из-за нетермостойкого резистора).

**Режим нейтрали и неполнофазные режимы в сети 110 (220) кВ.** Сети этого напряжения работают с эффективно заземленной нейтралью. Места заземления нейтралей трансформаторов определяются службой режимов электрической сети исходя из значений токов однофазного КЗ, конфигурации сети и размещения защит от однофазных КЗ. Поскольку трансформаторы 110 (220)/6 (10) кВ имеют обычно неполную изоляцию со стороны нейтрали, то ПУЭ требует исключать случаи возникновения недопустимого режима работы с изолированной нейтралью на выделившиеся шины или участок сети с замыканием на землю одной фазы. Это требование

направлено на защиту трансформатора и сети от возможных перенапряжений в этом режиме, достигающих значений трехкратного фазного при перемежающейся дуге.

В практике эксплуатации нередки случаи перегорания шлейфов на воздушных линиях 110 (220) кВ. Возникающие при этом неполнофазные режимы опасны для трансформаторов и генераторов.

При незаземленном нулевом выводе трансформатора 110/10 кВ прилегающей подстанции токи двух фаз на стороне НН будут в 2 раза меньше тока третьей фазы и сдвинуты по отношению к ней на  $180^\circ$ . Защитой от этого режима является делительная защита с пуском по напряжению обратной последовательности [12].

При заземленном нулевом выводе трансформатора 110/10 кВ и при наличии в сети 110 кВ других трансформаторов с заземленным нулевым выводом токи двух фаз со стороны ВН будут примерно в  $\sqrt{3}$  раз больше, чем при той же нагрузке без обрыва фазного провода, а ток в нулевом выводе будет в 3 раза больше фазного в нормальном режиме. Длительный ток, протекающий по нулевому выводу, не должен превышать номинальный ток трансформатора. Отсюда следует, что длительно допустимая нагрузка на трансформатор, работающий в неполнофазном режиме, не должна превышать 33 % номинальной мощности. Защитой от этого режима является установка токовой защиты в нейтрали трансформатора. Напряжение обратной последовательности при этом меньше, чем в предыдущем случае, оно зависит от нагрузки и параметров сети и может составлять от 4 до 10 % номинального.

**Защита и автоматика.** Главное требование к устройствам защиты таких электростанций — быстрое отключение близких КЗ, вызывающих снижение напряжения на сборных шинах ниже критического  $U_{кр}$ , при котором генераторы могут выйти из синхронизма. Приблизительно значение  $U_{кр}$  может приниматься равным  $0,6U_{ном}$  [1]. Это условие обеспечивается применением для защиты генераторов, сборных шин и трансформаторов связи с энергосистемой дифференциальных защит, а на отходящих от генераторных шин присоединениях — токовых отсечек или других быстродействующих защит.

Дифференциальная защита шин может выполняться полной или неполной с блокировкой при КЗ на отходящих линиях. В последнем случае трансформаторы тока для дифференциальной защиты шин устанавливаются только на присоединениях питающих элементов (генераторов, секционном выключателе, трансформаторах связи с энергосистемой и синхронных электродвигателях). О выполнении такой защиты см. § 3.4.



Отметим, что на подстанциях с генераторами логическая защита шин не применяется ввиду возможности ложных срабатываний при внешних КЗ в питающей сети и в послеаварийных качаниях, когда через ввод проходит ток от генераторов, достаточный для пуска защиты, а блокирующий сигнал отсутствует, так как защиты генераторов по принципу действия не работают в этом режиме (см. § 3.4).

Пример размещения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения для рассматриваемой схемы приведен на рис. 2.3.

#### *Устройства ЦРЗА на вводном выключателе Q1 (Q2):*

- трехрелейная максимальная токовая защита (МТЗ) с комбинированным или трехрелейным (по выбору) пуском по напряжению  $T, H <, H_2 >, B1, B2$  с действием с первой выдержкой времени  $B1$  на отключение секционного выключателя, со второй  $B2$  — на отключение ввода;

- максимальная токовая направленная в сторону энергосистемы защита  $T, \uparrow, B$  в трехрелейном исполнении с действием на отключение ввода;

- защита от перегрузки  $\square T, B$  с действием на сигнал;

- делительная автоматика с пуском по снижению частоты  $F <, B$ , по снижению напряжения  $H <, B$  или появлению напряжения обратной последовательности  $H_2 >, B$ , с блокировкой при повреждении цепей напряжения. Иногда делительную автоматику дополняют пуском по повышению частоты (см. § 3.9). Автоматика действует на отделение электростанции с ее собственной нагрузкой от энергосистемы путем отключения выключателя ввода. Не рекомендуется выполнять делительную автоматику с контролем направления мощности, поскольку это приводит к полному погашению электростанции при применении серийно выпускаемых систем автоматики режимного управления (см. ч. 2);

- устройство резервирования отказов выключателя УРОВ с действием на отключение выключателя трансформатора со стороны ВН.

Цепи трансформатора напряжения  $TVI$  используются для контроля напряжения до выключателя, синхронизации, направленной защиты и пуска МТЗ по напряжению, а также направляются на ПС 110 (220, 35) кВ.

#### *Устройства ЦРЗА трансформатора 110/10 кВ:*

- дифференциальная защита  $D$  с действием на отключение выключателей трансформатора со стороны ВН и НН;

- МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;

- токовая защита нулевой последовательности  $T_0$ , действующая с первой выдержкой времени на отключение второго трансформато-

ра, если он работал с изолированной нейтралью, или на автоматическое заземление этой нейтрали, и со второй выдержкой времени — на отключение трансформатора;

- газовая защита  $\Gamma$  трансформатора и газовая защита контактора РПН на струйном реле с действием на сигнал и отключение выключателей трансформатора со стороны ВН и НН;

- УРОВ;

- защита от перегрузки с действием на сигнал.

Остальные защиты рассмотрены выше.

*Устройства ЦРЗА на секционном выключателе Q3:*

- МТЗ с трехрелейным или комбинированным пуском по напряжению;

- УРОВ.

*Устройства ЦРЗА на выключателе генератора* (или блока «генератор — трансформатор» при отсутствии выключателя между генератором и трансформатором, такие блочные схемы могут применяться, если генераторы и сборные шины имеют разные напряжения):

- дифференциальная защита  $D$  с действием на отключение выключателя генератора, гашение поля статора и останов турбины;

- защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора  $T_0$  с аналогичным действием;

- защита от двойных замыканий на землю  $T_{1,1}$ , одно из которых возникло в обмотке статора, а второе — во внешней сети с аналогичным действием;

- МТЗ с комбинированным пуском напряжения с независимой характеристикой и двумя выдержками времени, с действием с первой выдержкой времени на отключение секционного выключателя, со второй — на отключение генератора;

- сигнализация симметричной перегрузки обмотки статора (с выдержкой времени);

- сигнализация замыканий на землю  $H_0$ , выполненная на принципе измерения напряжения нулевой последовательности  $3U_0$  в обмотке разомкнутого треугольника трансформатора напряжения генератора;

- защита от обратной мощности (при однофазной ГТУ)  $P\downarrow$  с действием на отключение выключателя генератора;

- защита от потери возбуждения с действием на отключение выключателя генератора;

- газовая защита (при наличии трансформаторов 6/10 кВ между генератором и сборными шинами) с действием на отключение выключателя генератора, гашение поля статора и останов турбины.

В терминале ЦРЗА предусматривают также дискретные входы и выходы для связи с САУ турбины и с системой возбуждения.

Кроме того, предусматривается защита от замыканий на землю в одной и двух точках обмотки возбуждения генератора (ЗР — защита ротора). При бесщеточном возбуждении для этой цели на роторе генератора предусмотрены специальные контактные кольца, два из которых соединены с полюсами обмотки возбуждения, а одно — с корпусом ротора. Замыкание на землю в одной точке обнаруживают с помощью периодического контроля сопротивления изоляции с помощью штатных вольтметров или другим способом. При обнаружении замыкания на землю применяется переносное устройство (например, типа КЗР-2), поставляемое в одном экземпляре на три-четыре энергоблока, которое подключается к поврежденной обмотке возбуждения через кольца. При появлении замыкания на землю во второй точке оно действует с выдержкой времени 0,5 — 1 с на отключение выключателя генератора и гашение поля.

В первичной схеме генераторного ввода на секцию 10 кВ предусматривают установку не менее двух комплектов двухобмоточных трансформаторов тока и двух комплектов трансформаторов напряжения со схемами соединения звезда/звезда (треугольник/звезда) и звезда/звезда/разомкнутый треугольник.

К трансформаторам тока подключаются (на отдельные обмотки) автоматический регулятор возбуждения, защита генератора, цепи измерения. К трансформаторам напряжения подключаются цепи автоматического регулятора возбуждения, защиты, синхронизации и измерений.

*Устройства ЦРЗА на выключателе блока «генератор — трансформатор», расположенном между сборными шинами 10 кВ и трансформатором блока при наличии выключателя между генератором и трансформатором:*

- дифференциальная защита с действием на отключение выключателя генератора и трансформатора;
- МТЗ с независимой выдержкой времени, действующая на отключение выключателя трансформатора только при отключенном выключателе генератора;
- защита от замыканий на землю с действием на отключение выключателя генератора и трансформатора;
- газовая защита  $\Gamma$  трансформатора и газовая защита контактора РПН на струйном реле с действием первой ступени на сигнал, второй — на отключение выключателя генератора и трансформатора.

*Устройства ЦРЗА на выключателях линий к трансформаторам 10 (6)/0,4 и 10/6 (6/10) кВ:*

- токовая отсечка  $T$  с действием на отключение выключателя трансформатора и автоматического выключателя со стороны 0,4 кВ;
- МТЗ  $TB$  с аналогичным действием;
- защита от ОЗЗ с аналогичным действием;
- газовая и дифференциальная защиты (для трансформаторов мощностью свыше 1 МВ · А) с аналогичным действием;
- защита от перегрузки с действием на сигнал;
- УРОВ.

#### *Защита и автоматика ТСН со стороны 0,4 кВ:*

- на вводе 0,4 кВ — двухступенчатая МТЗ с действием с первой выдержкой времени на отключение секционного выключателя, со второй — на отключение ввода; защита от однофазных КЗ с аналогичным действием; устройство дальнего резервирования отказов защит и выключателей в сети 0,4 кВ с аналогичным действием; блокировка МТЗ при пуске и самозапуске электродвигателей;
- на секционном выключателе — АВР с автоматическим возвратом  $ABP-AB$ , максимальная токовая защита (при действии первой ступени МТЗ ввода на отключение СВ — не обязательно);
- на вводе аварийного питания — АВР с автоматическим возвратом  $ABP-AB$ , двухступенчатая максимальная токовая защита с действием с первой выдержкой времени на отключение секционного выключателя, со второй — на отключение аварийного ввода; защита от однофазных КЗ с аналогичным действием; устройство дальнего резервирования отказов защит и выключателей в сети 0,4 кВ с аналогичным действием; блокировка МТЗ при пуске и самозапуске электродвигателей. Предусматривается также автоматическое снижение выдержки времени отключения аварийного ввода при отключенном выключателе генератора;
- защита минимального напряжения с действием на отключение неответственных присоединений перед включением аварийного дизель-генератора АДГ для предотвращения его перегрузки.

В схемах ответственных присоединений 0,4 кВ предусматривают автоматику поочередного включения после перерывов питания для предотвращения опасного наброса нагрузки, из-за которого АДГ может «заглохнуть» [10].

*Устройства ЦРЗА на выключателях отходящих кабельных или воздушных линий:*

- токовая отсечка;
- МТЗ;
- защита от перегрузки с действием на сигнал;
- защита от ОЗЗ;

- УРОВ;
- АПВ и ЧАПВ.

*Устройства ЦРЗА в ячейке трансформатора напряжения:*

- двухступенчатая защита минимального напряжения ЗМН с действием на отключение отходящих линий (по выбору);
- сигнализация замыканий на землю  $H_0 > (3U_0 >)$  и контроль цепей напряжения;
- устройство АЧР и ЧАПВ с действием на отключение отходящих линий (по выбору).

*Устройства ЦРЗА на выключателе токоограничивающего реактора, через который питается ЗРУ сторонних потребителей:*

- токовая отсечка;
- МТЗ;
- УРОВ;
- защита от замыканий на землю;
- быстродействующий комплект МТЗ для логической защиты шин ЗРУ сторонних потребителей (см. § 3.4).

*Устройства ЦРЗА на выключателях трансформаторов заземления нейтрали ТЗН:*

- в качестве основной защиты устанавливают токовую отсечку с первичным током срабатывания 100 – 150 А. Атомэнергопроект рекомендует также применять максимальную токовую защиту с первичным током срабатывания 12 – 15 А и выдержкой времени 1 с [11];

- защита нулевой последовательности выполняется с двумя выдержками времени. С первой выдержкой времени она действует на отключение выключателя ТЗН, переводя тем самым сеть в режим работы с изолированной нейтралью. Эта защита служит для резервирования защит от замыканий на землю отходящих линий, а также для предотвращения длительного обтекания током ОЗЗ нетермостойкого резистора. Со второй выдержкой времени защита действует на отключение источников питания (на случай, если выключатель ТЗН не отключился);

- УРОВ.

Если в сети имеются секции питания групп сторонних электроприемников, то на линиях питания этих секций устанавливают такую же защиту нулевой последовательности, но с действием на отключение с выдержкой времени для отстройки от работы мгновенных защит от ОЗЗ линий, отходящих от секций (см. § 3.5).

### *Общесекционные защита и автоматика:*

- дифференциальная защита шин  $D$  с блокировкой по току отходящих линий с действием на отключение ввода от энергосистемы, секционного выключателя, выключателей генераторов и гашение их поля;

- дуговая защита  $ДГЗ$  с блокировкой по напряжению с аналогичным действием;

- устройство АВР секционного выключателя с пуском по напряжению или появлению напряжения обратной последовательности; с контролем наличия напряжения и отсутствия напряжения обратной последовательности другой секции; с запретом при срабатывании МТЗ ввода, генераторов, секционного выключателя, дифзащиты шин, дуговой защиты, УРОВ отходящих линий; с ускорением при отключении выключателя ВН питающего трансформатора; с блокировкой при неисправностях в цепях трансформатора напряжения; с контролем и ожиданием снижения напряжения на потярявших питание шинах. Ввод-вывод АВР должен осуществляться как по каналам последовательной связи от АСУ, так и кнопками с ячейки секционного выключателя;

- автоматика быстрой разгрузки станции  $АБРС$ , действующая при отключении одного из генераторов на отключение отходящих линий (по выбору). Принцип ее действия изложен в § 3.7;

- устройства синхронизации  $СХ$  на выключателях генераторов, секционном выключателе ЗРУ и выключателях вводов в ЗРУ от энергосистемы;

- электромагнитная оперативная блокировка выключателей, разъединителей, заземляющих ножей.

Кроме указанного выше, устройства ЦРЗА всех присоединений должны обеспечивать:

- ускорение МТЗ при включении выключателя;
- УРОВ;
- запрет включения выключателя при снижении давления элегаза;
- измерение режимных параметров;
- автоматическую, местную или дистанционную смену уставок;
- контроль цепей включения и отключения;
- фиксацию команд управления;
- самоконтроль и передачу информации на верхний уровень;
- управление выключателем присоединения (включить — отключить) по командам от АСУ (для выключателей генераторов, секционного выключателя ЗРУ и выключателей вводов в ЗРУ от энергосистемы включение возможно только по цепям синхронизации) и

из ячейки, выбор способа управления должен выполняться переключателем «Местное управление — Дистанционное управление», установленным в ячейке на дверце релейного шкафа;

- сигнализацию положения выключателя и аварийного отключения;
- предупредительную сигнализацию;
- сигнализацию действия защит и автоматики, а также неисправностей на местном уровне и через АСУ;
- отключение выключателей от общесеccionных защит.

В ЗРУ 10 кВ устанавливают цифровое устройство центральной сигнализации БМЦС или аналогичное для приема дискретных предупредительных и аварийных сигналов от цифровых реле и нецифровых устройств РЗА (например, дуговой защиты), их индикации и образования светового и звукового сигналов. Устройство центральной сигнализации должно иметь дискретные выходы для передачи обобщенных предупредительных и аварийных сигналов на дистанцию, а также цифровой канал связи с АСУ электроэнергетики. Это устройство резервирует АСУ электроэнергетики и облегчает поиск и устранение неисправностей в ЗРУ 10 кВ.

### **2.3. МНОГОАГРЕГАТНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ СО СБОРНЫМИ ШИНАМИ ПРИ НАЛИЧИИ СВЯЗИ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ ЧЕРЕЗ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ**

Главная схема электростанции при наличии связи с энергосистемой на генераторном напряжении приведена на рис. 2.4.

При протяженных линиях электропередачи со стороны электростанции устанавливают разделительные трансформаторы с РПН  $T1$  и  $T2$  для обеспечения требуемых уровней напряжения в режиме выдачи мощности в энергосистему (см. ч. 2). Второй причиной установки таких трансформаторов может быть разный режим нейтрали на электростанции (например, низкоомное резистивное заземление нейтрали, при которой все защиты от ОЗЗ действуют на отключение) и в сети этого же напряжения в энергосистеме (например, изолированная нейтраль, при которой защиты от ОЗЗ действуют на сигнал). Схема соединения обмоток трансформатора принимается такой, чтобы обеспечить нулевой фазовый сдвиг напряжений сторон, установку РПН и исключить в напряжениях сторон третью гармонику.

Пример размещения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения для схемы без разделительных трансформаторов приведен на рис. 2.5.

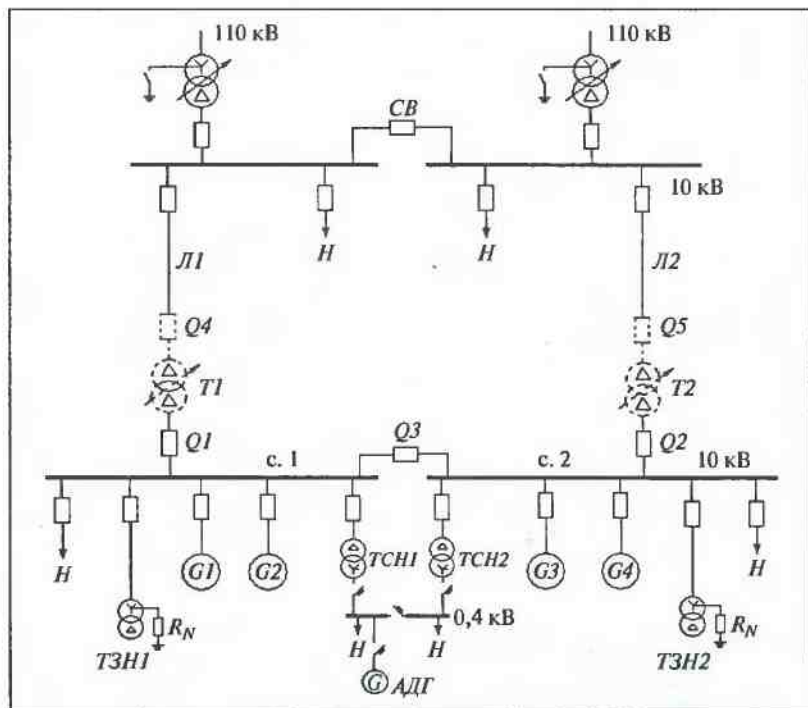


Рис. 2.4. Главная схема многоагрегатной электростанции при наличии связи с энергосистемой через линии электропередачи генераторного напряжения

#### Устройства защиты линии:

- быстродействующая защита (основная защита) от междуфазных КЗ. Защита состоит из двух полукомплектов, установленных по концам защищаемой линии, полукомплекты соединены между собой оптической или телефонной линией связи. В качестве этой защиты могут использоваться ускоренные с помощью передачи команд направленные МТЗ (логическая защита линий ЛЗЛ, см. гл. 3), продольные дифференциальные защиты линий (например, ДЗЛ-2), а также поперечные дифференциальные защиты;
- со стороны энергосистемы — двухступенчатая направленная МТЗ (резервная защита) в трехрелейном исполнении, а также резервный комплект делительной защиты;
- АПВ линии с контролем отсутствия встречного напряжения.

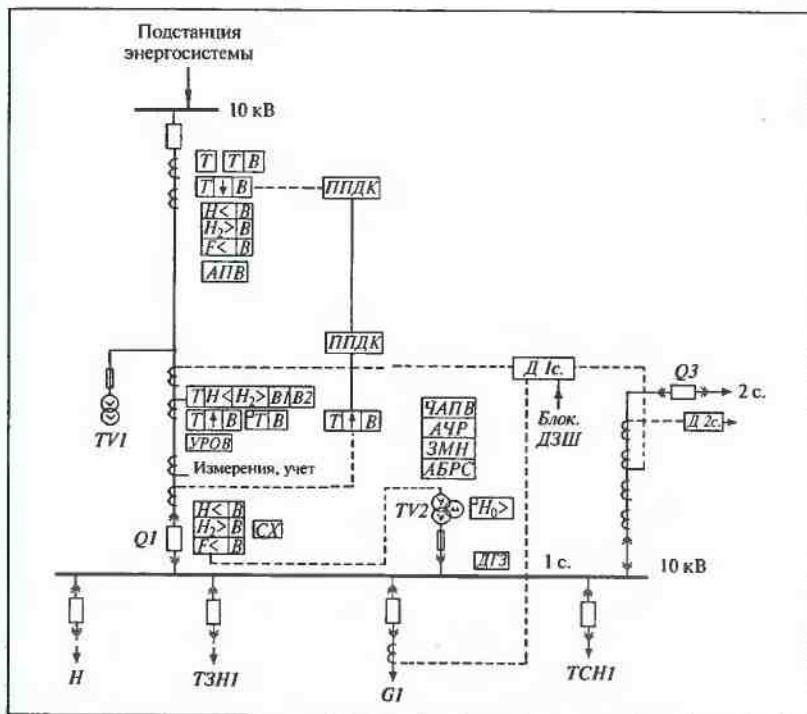


Рис. 2.5. Пример размещения РЗА на линии связи с энергосистемой многоагрегатной электростанции при отсутствии разделительных трансформаторов

Остальные защиты со стороны электростанции выполняются, как изложено в § 2.2, при этом защита от перегрузки линии может действовать на сигнал или отключение.

Обычно на подстанции энергосистемы устанавливают также резервный комплект делительной автоматики с действием на отключение выключателя линии связи с электростанцией.

При наличии длинных линий связи и примыкающих к электростанции разделительных трансформаторов с РПН для защиты этих трансформаторов дополнительно устанавливаются выключатель и трансформаторы тока со стороны линии и следующие защиты (рис. 2.6):

- дифференциальная защита трансформатора с действием на отключение обоих выключателей трансформатора (основная защита);
- газовая защита  $\Gamma$  трансформатора и газовая защита контактора РПН на струйном реле с действием первой ступени на сигнал, вто-

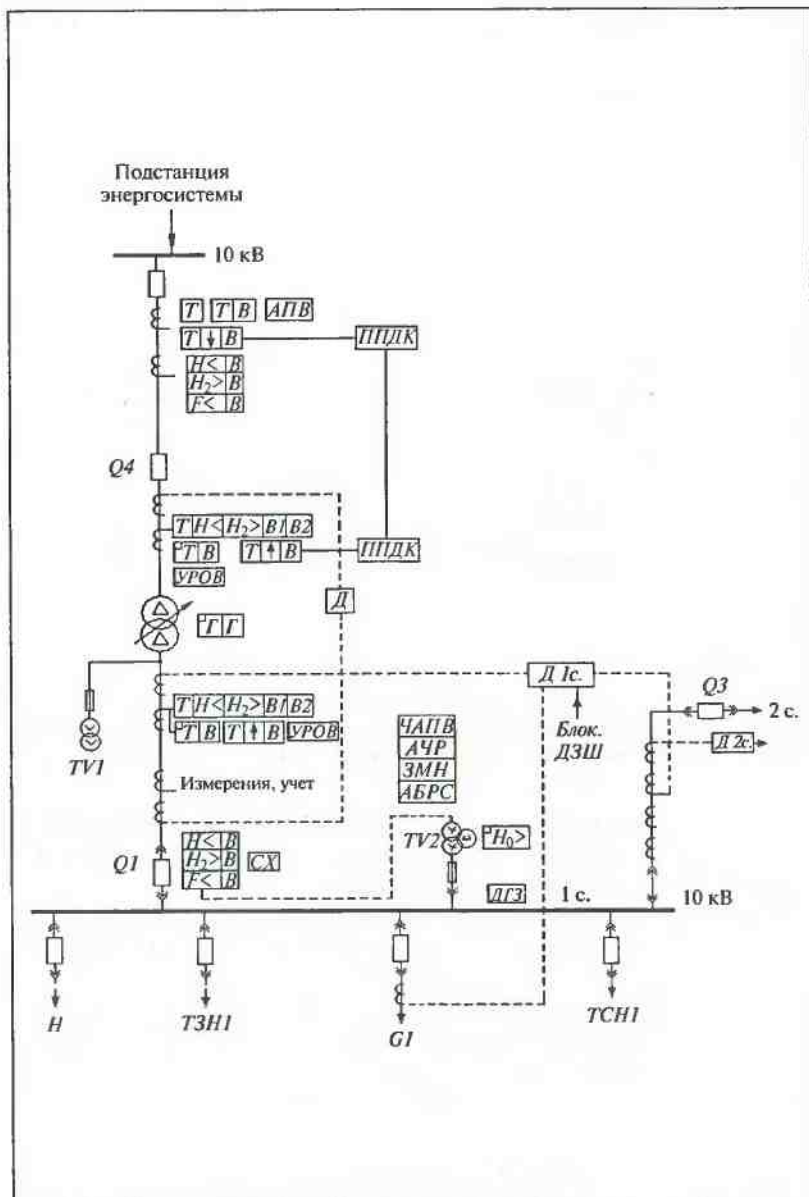


Рис. 2.6. Пример размещения РЗА на линии связи с энергосистемой многоагрегатной электростанции при установке разделительных трансформаторов

рой — на отключение обоих выключателей трансформатора (основная защита);

- ненаправленная МТЗ (резервная защита) в трехрелейном исполнении, включается на ТТ со стороны линии связи, действует на отключение обоих выключателей трансформатора.

Остальные защиты со стороны электростанции выполняются, как изложено выше, при этом направленная в сторону линии связи МТЗ действует на отключение обоих выключателей трансформатора.

Должно быть предусмотрено управление РПН трансформаторов с ГЩУ электростанции.

## 2.4. МНОГОАГРЕГАТНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ СО СБОРНЫМИ ШИНАМИ ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ОТСУТСТВИИ СВЯЗИ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

В схемах таких электростанций возможно заземление нейтрали сети с помощью заземления нейтрали генераторов через резистор (рис. 2.7).

Однако этот вариант следует применять только в тех случаях, когда исключена возможность появления связи с энергосистемой, поскольку при остановленных генераторах и питании от энергосистемы сеть перейдет в режим с изолированной нейтралью.

Сопротивление резистора выбирается наименьшим из условий (2.4) и (2.5):

- значение активной составляющей тока замыкания на землю  $I_R$ , которую создает резистор, должно быть равно или больше емкостного тока ОЗЗ  $I_C$ . Это соотношение выполняется, если

$$R_N \leq \frac{U}{\sqrt{3}I_C}; \quad (2.4)$$

- защита от ОЗЗ генератора, устанавливаемая со стороны резистивно заземляемой нейтрали, должна охватывать не менее 85 % обмотки статора генератора (ПУЭ, п. 3.2.74). Для обеспечения этого требования при соединении обмотки генератора в звезду (это исключает циркуляцию в обмотке третьей гармоники) сопротивление резистора должно быть

$$R_N \leq \frac{(1-0,85)U}{\sqrt{3}I_{c3}}, \quad (2.5)$$

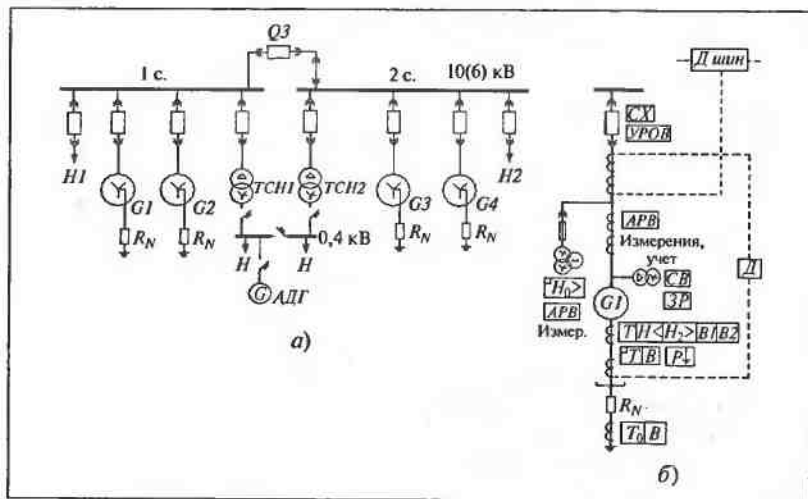


Рис. 2.7. Пример резистивного заземления нейтрали сети на многоагрегатной электростанции без связи с энергосистемой (а) и выполнение защиты генератора (б)

где  $U$  — линейное напряжение сети, В;  $I_{с.з}$  — ток срабатывания защиты от ОЗЗ генератора.

Полный ток замыкания на землю составит

$$I^{(1)} = \sqrt{I_C^2 + I_R^2}. \quad (2.6)$$

Обычно ток ОЗЗ в сетях маломощных электростанций со сборными шинами генераторного напряжения находится в пределах 1 – 10 А. В этом случае для сетей напряжением 10 кВ по условию (2.4)

$$R_N \leq 10 \cdot 500 / [1,73(1 + 10)] = 6070 \div 607 \text{ Ом.}$$

Если принять ток срабатывания защиты от ОЗЗ генератора 1,5 А, то по условию (2.5)

$$R_N \leq 0,15 \cdot 10 \cdot 500 / (1,73 \cdot 1,5) \leq 607 \text{ Ом.}$$

Поэтому при генераторном напряжении 10 кВ многие фирмы принимают значение сопротивления резистора  $R_N$  равным 600 Ом, что обеспечивает стабильную активную составляющую в токе ОЗЗ, равную примерно 10 А при работе одного генератора (40 А при работе четырех генераторов):

$$I_R = 10 \cdot 500 / (1,73 \cdot 600) = 10,1 \text{ А.}$$

При генераторном напряжении 6,3 кВ значение сопротивления резистора  $R_N$  принимают 300 Ом, что обеспечивает активную составляющую в токе ОЗЗ, равную примерно 12 А при работе одного генератора:

$$I_R = 6300 / (1,73 \cdot 300) = 12,1 \text{ А.}$$

Указанные значения активной составляющей в токе ОЗЗ достаточны для согласования и надежной работы защит от ОЗЗ в любой точке сети с действием на отключение выключателя поврежденного присоединения. Защита генератора от ОЗЗ может иметь выдержку времени не более 0,5 с, поскольку ОЗЗ на отходящих линиях отключаются без выдержки времени.

Защиту и автоматику выполняют так же, как рассмотрено выше (но без линий связи с энергосистемой) за исключением защиты от ОЗЗ в обмотке статора генератора  $T_0, B$ , которую выполняют с использованием трансформатора тока, включенного в цепь заземляющего резистора, она действует на отключение выключателя генератора, гашение поля и останов турбины (рис. 2.7, б).

## 2.5. БЛОЧНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Блочные ГТЭС выполняются на основе силовых блоков мощностью 10 – 16 – 25 МВт и более по индивидуальным проектам, разрабатываемым специализированными проектными организациями. Название «блочные» определяется главной электрической схемой — блок «генератор — трансформатор». Обычно такие электростанции ввиду значительной мощности являются базовыми для отдаленных от центральной энергосистемы районов, поэтому их иногда называют «базовыми».

При строительстве базовых ГТЭС в максимальной степени используют блок-модули полной заводской готовности. На месте монтажа собирают блок машинного зала с турбогенераторами и вспомогательным оборудованием; электротехнический блок с распределительными устройствами 10 кВ, распределительными устройствами собственных нужд 0,4 кВ, аккумуляторными батареями и другими вспомогательными устройствами; блок химводочистки; блок теплоснабжения; блок отключающих кранов и газовых фильтров; блок подготовки топливного и пускового газа; повышающую подстанцию, распределительное устройство 110 (220) кВ; ремонтный блок и другие сооружения.

В комплекс сооружений блочных ГТЭС включают также объекты вспомогательного назначения (объединенный вспомогательный

корпус, склад ГСМ, трансформаторную башню, гараж, складские помещения, резервуары запаса воды и др.).

Главные электрические соединения электростанции обычно выполняют по схеме блока «генератор — трансформатор» с выходом на шины 110 (220) кВ с отпайкой собственных нужд на генераторном напряжении. Для подключения сторонних потребителей организуется ЗРУ-СП 6 (10) кВ, получающее питание от отдельных понижающих трансформаторов 110 (220)/6 (10) кВ (рис. 2.8).

Обычно нагрузка собственных нужд таких энергоблоков невелика, поэтому достаточно одной секции собственных нужд 10 кВ на два энергоблока.

**Режим нейтрали в сети собственных нужд генераторного напряжения.** Оптимальным решением в данном случае является применение высокоомного заземления нейтрали сети собственных нужд с включением заземляющих резисторов непосредственно в нейтраль генераторов, как показано на рис. 2.8.

Выбор резистора осуществляется по условиям, изложенным в § 2.4. Защита генератора от ОЗЗ может иметь выдержку времени не более 0,5 с, поскольку ОЗЗ на отходящих линиях собственных нужд отключаются без выдержки времени.

Сеть 10 кВ ЗРУ-СП работает с низкоомным заземлением нейтрали, рассмотренным ранее (на схеме не показано).

#### Защита и автоматика (рис 2.9)

##### Устройства ЦРЗА генератора:

- дифференциальная защита  $D$  с действием на отключение выключателя генератора, гашение поля и останов турбины;
- защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора  $T_0$ ,  $V$ , выполнена с использованием трансформатора тока, включенного в цепь заземляющего резистора, действует на отключение выключателя генератора, гашение поля и останов турбины;
- защита от замыканий на землю в одной и двух точках обмотки возбуждения генератора ( $ZP$  — защита ротора);
- сигнализация замыканий на землю  $H_0 >$ , выполненная на принципе измерения напряжения нулевой последовательности  $3U_0$  в обмотке разомкнутого треугольника трансформатора напряжения генератора;
- МТЗ с комбинированным пуском напряжения с независимой характеристикой и двумя выдержками времени  $T$ ,  $H <$ ,  $H_2 >$ ,  $B1$ ,  $B2$ , с действием с первой выдержкой времени на отключение выключателя 110 кВ, со второй — на отключение выключателей обоих генераторов, гашение их поля, останов турбин и отключение выключателя отпайки питания собственных нужд. Защита выполняется в

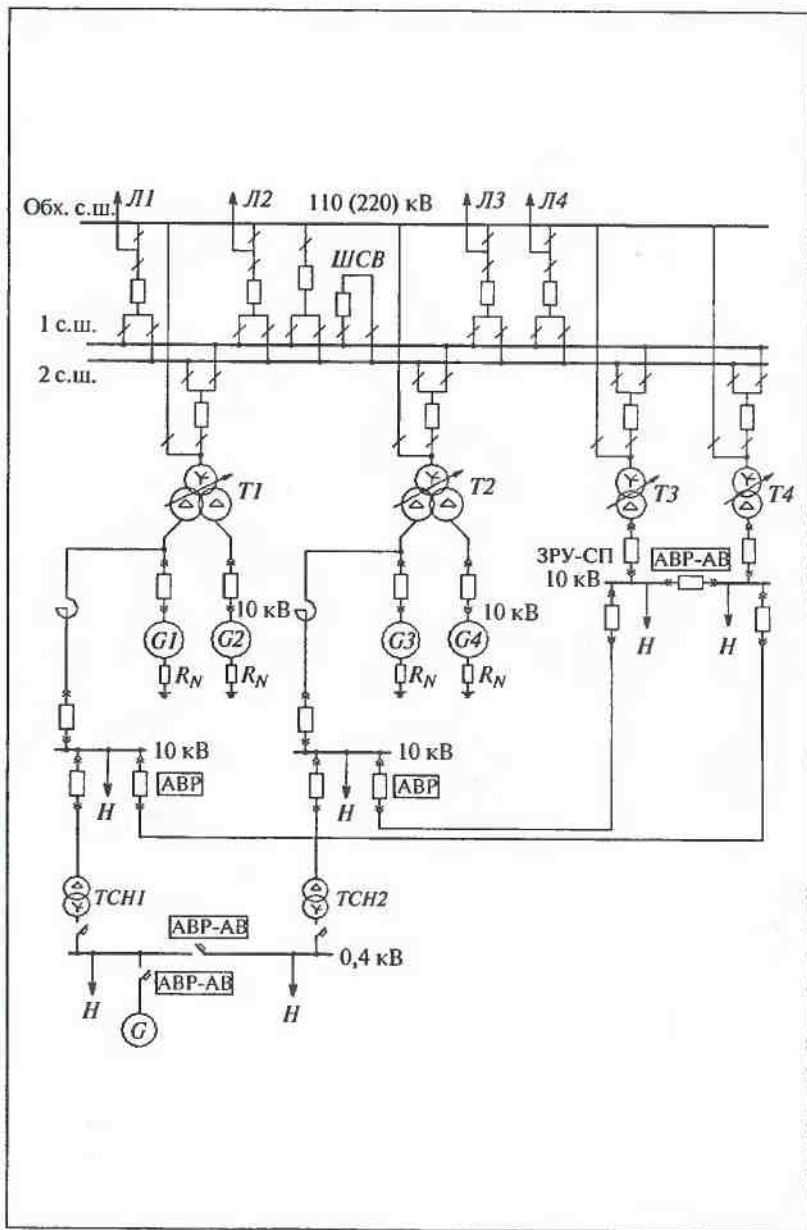


Рис. 2.8. Главная схема базовой электростанции

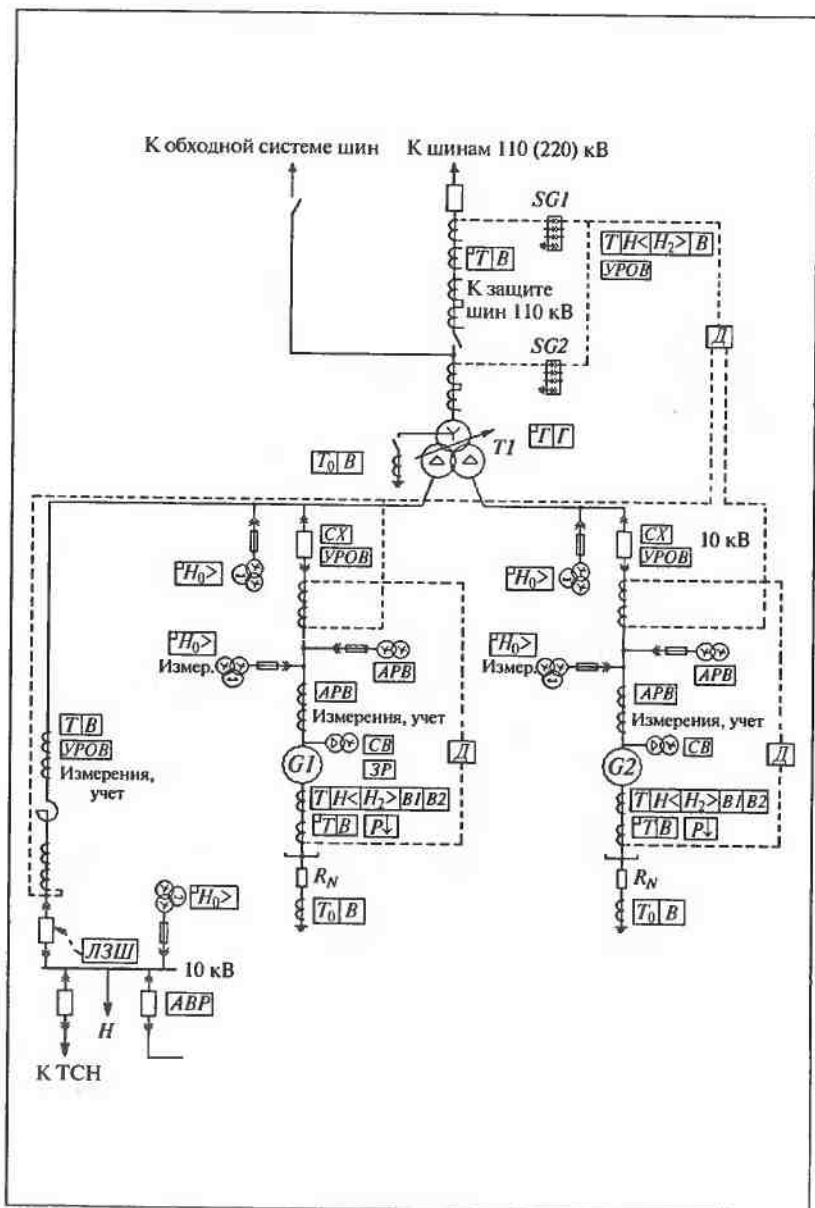


Рис. 2.9. Пример выполнения РЗА базовой электростанции с генераторами мощностью 20 – 30 МВт

трехрелейном исполнении для повышения чувствительности к КЗ между двумя фазами на стороне 110 (220) кВ. Органы напряжения в данной схеме подключены к трансформатору напряжения, установленному в цепи генератора, в предположении, что при подключении этих органов к трансформаторам напряжения шин 110 (220) кВ не обеспечивается требуемая чувствительность защиты к КЗ на стороне НН, но что при принятом исполнении обеспечивается достаточная чувствительность защиты к КЗ на смежных линиях 110 (220) кВ. Поэтому в рассматриваемой схеме отсутствует цепь шунтирования органа напряжения контактом реле положения «включено» выключателя.

Если чувствительность МТЗ к КЗ на стороне 110 (220) кВ недостаточна, то в схемах электромеханических защит фильтр-реле напряжения обратной последовательности комбинированного пуска МТЗ по напряжению подключали к трансформатору напряжения 110 (220) кВ, а реле, включаемое на междуфазное напряжение, — к трансформатору напряжения со стороны генератора. При этом для предотвращения сброса выдержки времени защиты после отключения выключателя блока 110 (220) кВ предусматривалось шунтирование органа напряжения контактом реле положения «включено» РПВ этого выключателя, а не вспомогательным контактом самого выключателя, поскольку обмотка РПВ шунтируется контактом выходного реле защиты, в результате чего оно срабатывает раньше отключения выключателя. В схемах с цифровыми терминалами для этой цели можно использовать терминал трансформатора напряжения 110 (220) кВ и организовать два пусковых органа напряжения — один со стороны генераторного напряжения, другой — со стороны 110 (220) кВ;

- сигнализация симметричной перегрузки обмотки статора  $\square T, B$  (с выдержкой времени);

- защита от обратной мощности  $P\downarrow$  (при однофазной ГТУ) с действием на отключение выключателя генератора и гашение поля;

- защита от потери возбуждения с действием на отключение выключателя генератора;

- устройства синхронизации СХ на выключателе генератора.

В терминале ЦРЗА предусматривают также дискретные входы и выходы для связи с САУ турбины и системой возбуждения.

В первичной схеме генератора предусматривают установку не менее двух комплектов двухобмоточных трансформаторов тока и двух комплектов трансформаторов напряжения со схемами соединения звезда/звезда и звезда/звезда/открытый треугольник, а также трансформатора для питания системы возбуждения СВ генератора.

К трансформаторам тока подключаются (на отдельные обмотки) автоматический регулятор возбуждения, защита генератора, цепи измерения; к трансформаторам напряжения — автоматический регулятор возбуждения, цепи защиты, синхронизации и измерений.

Следует иметь в виду, что при неполнофазных режимах из-за обрывов проводов линий 110 кВ генераторы могут перегружаться токами обратной последовательности. Например, токи генератора при обрыве фазы *A* за трансформатором блока с группой соединения  $Y_0/\Delta-11$  (или установившемся двухфазном КЗ фаз *BC* на стороне звезды)

$$I_2 = I_1 = I_A = I_C = 0,5I_B.$$

Токи генератора при отказе в отключении одной фазы *C* выключателя блока с трансформатором группы  $Y_0/\Delta-11$ :

$$I_A = 0; \quad I_2 = I_1 = \frac{I_B}{\sqrt{3}} = \frac{I_C}{\sqrt{3}}.$$

Магнитный поток обратной последовательности вращается относительно ротора с двойной частотой. Он индуцирует в роторе соответствующие токи, вызывающие перегрев ротора, и повышает вибрацию машины.

По условиям нагрева ротора длительно допустимый ток обратной последовательности для турбогенераторов не должен превышать 8 % номинального тока статора (для гидрогенераторов 14 %). Поэтому в случае возможности возникновения частых неполнофазных режимов (например, в районах Крайнего Севера обрывы проводов линий 110 кВ могут происходить из-за неблагоприятных климатических условий) на линиях следует предусматривать защиту от неполнофазных режимов, а на генераторах устанавливать токовую защиту обратной последовательности, согласованную с защитой линий.

#### *Устройства ЦРЗА трансформатора:*

- дифференциальная защита *Д* с действием на отключение всех выключателей со стороны ВН и НН трансформатора. При замене выключателя 110 кВ блока на обходной выключатель цепи трансформаторов тока дифференциальной защиты трансформатора переключаются от трансформаторов тока, установленных в цепи заменяемого выключателя, на трансформаторы тока, встроенные во втулки силового трансформатора с помощью испытательных блоков *SG1* и *SG2*. Трансформаторы тока отпайки на собственные нужды

могут не включаться в цепи дифференциальной защиты, если удастся отстроить ее ток срабатывания от КЗ за реактором и обеспечить нормируемую чувствительность;

- МТЗ с комбинированным пуском напряжения с независимой характеристикой  $T, H <, H_2 >, B$ , с действием на отключение всех выключателей трансформатора. Защита выполняется в трехрелейном исполнении (для повышения чувствительности к КЗ между двумя фазами на стороне 10 кВ) и с двумя органами пуска по напряжению, подключенными к трансформаторам напряжения, установленным со стороны обмоток низшего напряжения трансформатора;

- газовая защита  $\square G, G$  трансформатора и газовая защита контактора РПН на струйном реле с действием первой ступени на сигнал, второй — на отключение всех выключателей со стороны ВН и НН трансформатора;

- защита от внешних однофазных КЗ в сети 110 (220) кВ  $T_0, B$ , выполнена в предположении, что нейтрали всех трансформаторов энергоблоков заземлены (для случаев с частичным заземлением нейтралей схемы защиты приведены в работе [2]). Защита включена на трансформатор тока, включенный в цепь заземления нейтрали трансформатора, и действует с выдержкой времени на отключение выключателя 110 (220) кВ. При этом предполагается, что резервирование основных защит трансформатора при КЗ на землю на стороне 110 — 220 кВ осуществляется резервной защитой от междуфазных КЗ генераторов. Поэтому отсутствует действие этой защиты на отключение всего блока со второй выдержкой времени;

- сигнализация симметричной перегрузки трансформатора  $\square T, B$  (с выдержкой времени);

- сигнализация замыканий на землю со стороны отпайки на собственные нужды  $\square H_0 > (3U_0 >)$ .

*Устройства ЦРЗА реактированной отпайки на собственные нужды:*

- МТЗ с независимой характеристикой  $T, B$  с действием на отключение выключателя секции собственных нужд;

- логическая защита шин с аналогичным действием;

- сигнализация замыканий на землю на секции собственных нужд  $\square H_0 > (3U_0 >)$ ;

- АВР питания секции собственных нужд.

## Особенности выполнения защит и противоаварийной автоматики

### 3.1. ВЫПОЛНЕНИЕ МТЗ ГЕНЕРАТОРОВ

При возникновении КЗ на секции сборных шин генераторного напряжения за секционным выключателем (СВ) и отсутствии или отказе дифференциальной защиты секции возможно неселективное отключение генераторов и ввода от энергосистемы вместо СВ. Это

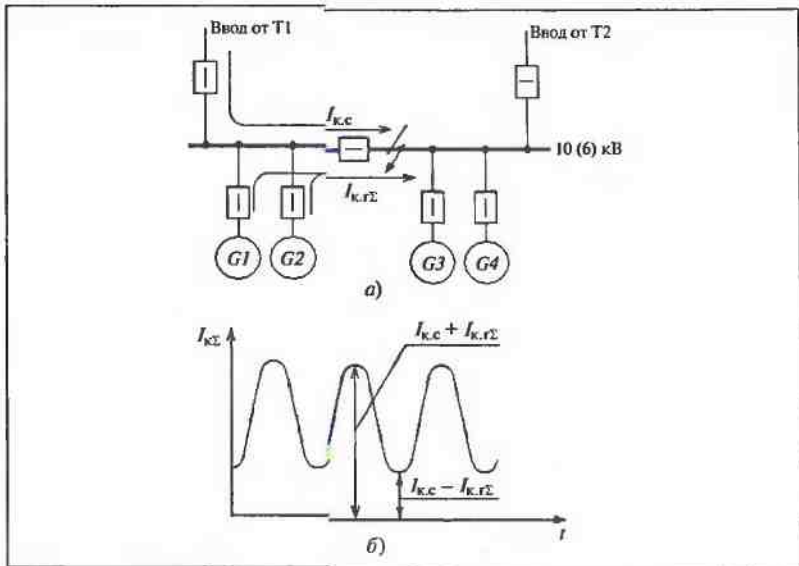


Рис. 3.1. Поясняющая схема (а) и диаграмма пульсации тока через секционный выключатель (б)

вызвано следующими причинами. За время действия максимальной токовой защиты секционного выключателя генераторы могут выпасть из синхронизма вследствие снижения напряжения на шинах. При этом возникают пульсации тока через секционный выключатель. Максимальное значение этого тока определяется суммой токов КЗ от системы и генераторов неповрежденной секции, минимальное — их разностью (рис. 3.1).

Ток в максимальной токовой защите секционного выключателя периодически может становиться меньше тока возврата защиты, и защита сбрасывает набранное время, т.е. отказывает в работе. В результате неселективно отключаются все источники питания с полным погашением электростанции.

Для предотвращения указанного явления необходимо защиту генераторов выполнять с двумя выдержками времени. С первой выдержкой времени она должна отключать секционный выключатель, со второй — выключатель генератора.

### **3.2. ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАЩИТ ЛИНИЙ, ОТХОДЯЩИХ ОТ ШИН ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ**

Главное требование к защите отходящих линий — быстрое (без выдержки времени) отключение повреждений в зоне, КЗ в которой сопровождаются снижением напряжения на генераторных шинах ниже критического  $U_{*кр}$ , при котором генераторы выпадают из синхронизма. В качестве упрощенного критерия это напряжение принимают согласно ПУЭ  $U_{*кр} = 0,5 \div 0,6$ .

Быстрое отключение КЗ обеспечивается применением дифференциальных защит, отсечки по напряжению, однако чаще всего отходящие линии оборудуют токовой отсечкой и максимальной токовой защитой.

Требование быстрого отключения КЗ обусловлено не только сохранением устойчивости генераторов, но и условиями работы самой максимальной токовой защиты. Действительно, при медленном отключении КЗ в защите поврежденной линии могут возникнуть аналогичные описанным выше пульсации тока из-за выпадения генераторов из синхронизма. Это приводит либо к отказу защиты линии, либо к ее замедлению, если она имеет зависимую от тока характеристику времени срабатывания. Поэтому при выполнении этих защит соблюдают следующие правила:

- никогда не применяют защиты с зависимой времятоковой характеристикой;

- защиту выполняют двухступенчатой, т.е. с обязательным применением токовой отсечки без выдержки времени, при этом токовая отсечка должна охватывать такую зону отходящей линии, КЗ в которой приводят к снижению напряжения на генераторных шинах ниже критического  $U_{*кр}$ .

Значение тока срабатывания отсечки выбирают по общепринятым для расчетов РЗА условиям работы [13], но с проверкой дополнительного условия, обеспечивающего быстрое отключение КЗ в зоне, где оно снижает напряжение на генераторных шинах ниже критического:

$$I_{с.о} \leq \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}k_H(z_{сmin} + k_0 z_{ост})}, \quad (3.1)$$

где  $U_{ном}$  — номинальное междуфазное напряжение на генераторных шинах, В;  $z_{сmin}$  — сопротивление питающей системы в минимальном режиме ее работы до места установки отсечки (т.е. максимальное значение сопротивления), Ом;  $k_H$  — коэффициент надежности, принимается равным 1,1;  $k_0$  — коэффициент, отражающий зависимость остаточного напряжения  $U_{ост}$  в месте установки отсечки от удаленности трехфазного КЗ.

Значение  $k_0$  можно определить по выражению:

$$k_0 = \frac{U_{*кр}}{1 - U_{*кр}}. \quad (3.2)$$

Для приближенных расчетов принимают указанный в ПУЭ критерий  $U_{*кр} = 0,6$  и  $k_0 = 1,5$ .

Для понижающих трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ, получающих питание от шин генераторного напряжения, это условие обычно выполняется автоматически. Для линий, питающих удаленные потребители, могут возникнуть проблемы, так как такая отсечка может оказаться неселективной с защитами этих потребителей. Поэтому сторонние потребители обычно запитывают либо от специально организованных реактированных секций сторонних потребителей, тогда такие проблемы не возникают, либо исправляют неселективные отключения с помощью АПВ линий или АВР, установленных у потребителей.

Чувствительность отсечек, предназначенных для быстрого отключения КЗ по условиям устойчивости генераторов, следует проверять и при минимальном режиме работы источников питания

(энергосистема в минимальном режиме плюс один генератор или только два генератора). Значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,1 – 1,2 при КЗ в конце защищаемой зоны.

### 3.3. ЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ

Логическая защита линий (ЛЗЛ) применяется для защиты линий электропередачи, связывающих электростанцию с энергосистемой на генераторном напряжении 6 – 10 кВ. Комплекты ДЗЛ и направленной поперечной дифференциальной защиты не характерны для сетей 6 – 10 кВ, сложны по исполнению и в эксплуатации. К тому же ДЗЛ выполнена на электромеханической элементной базе, что исключает ее полноценное включение в АСУ, а поперечная — имеет «мертвую зону» и каскадное действие, что замедляет отключение КЗ. Определенные трудности возникают с размещением отдельно стоящих больших по габаритам шкафов ДЗЛ в помещениях распределительных устройств электростанции и на подстанциях энергосистемы.

Логическая защита линии отличается простотой исполнения. По концам линии устанавливаются комплекты цифровых РЗА с функцией максимальной токовой направленной защиты, ориентированной на срабатывание при КЗ на линии. Органы направления мощности имеют память для исключения «мертвой зоны» при близких КЗ, когда напряжение может снизиться до нуля. Между этими комплектами устанавливается связь с помощью приемопередатчиков дискретных команд (ППДК) (рис. 3.2). При КЗ на линии мощность КЗ направлена от шин электростанции и шин подстанции энергосистемы в линию. Обмениваясь информацией с помощью ППДК, обе защиты по разработанной и реализованной в терминалах логики дают команду на отключение линии. Таким образом обеспечивается абсолютная селективность ЛЗЛ. Время действия защиты с учетом работы приемопередатчиков и привода выключателя составляет не более 150 мс.

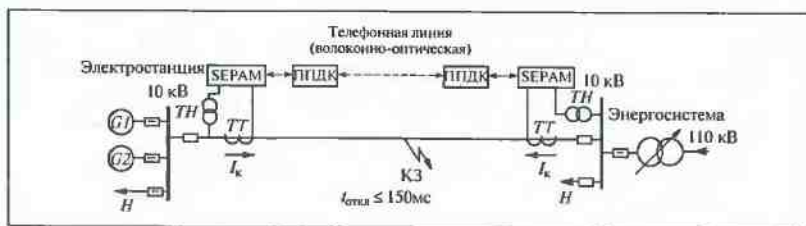


Рис. 3.2. Поясняющая схема логической защиты линии

Логическая защита линий разработана в ИТЦ РЗА и АСУ-Э ДОО «Оргэнергогаз» (г. Санкт-Петербург) и заложена в типовую логику терминалов SEPAM 80 и SIPROTEC. Приемопередатчик используется в качестве линии связи выделенную телефонную или волоконно-оптическую линию, позволяет передавать и принимать до четырех сигналов, имеет защиту от импульсных помех на телефонной линии, обладает габаритами, позволяющими разместить его в релейном шкафу. При использовании телефонной линии ее длина может составлять до 14 км, при использовании волоконно-оптической — не ограничивается. Приемопередатчик дискретных команд отличается от существующих аналогов отсутствием частотной модуляции сигналов, за счет чего удалось уменьшить габариты устройства, сделать более надежным процесс приемапередачи, существенно уменьшить стоимость.

Логическая защита линий не будет ложно функционировать при обрыве или КЗ на линии связи полуккомплектов, а также обеспечивает возможность передачи команд управления выключателями и возможность реализации функции УРОВ.

### **3.4. ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАЩИТЫ ШИН ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ**

На электростанциях следует обеспечить быстрое отключение поврежденных на шинах КРУ 6 (10), к которым подключены генераторы. Это необходимо для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы генераторов «здоровой» секции, а также по условиям минимальных разрушений КРУ.

Известны следующие виды быстродействующих защит шин 6 (10) кВ: дифференциальная, логическая и дуговая.

*Дифференциальная защита (ДЗШ)* широко применяется для защиты шин, к которым присоединены генераторы.

При небольшом количестве присоединений выполняется полная дифференциальная защита шин. Для ее выполнения во всех ячейках КРУ устанавливают дополнительные трансформаторы тока с необходимым коэффициентом трансформации. Ячейки, в которых можно установить два комплекта трансформаторов тока с разными коэффициентами трансформации, серийно выпускаются КРУстроительными заводами.

При большом количестве присоединений выполняют неполную ДЗШ. Трансформаторы тока ДЗШ устанавливают только в ячейках вводов, секционных выключателей и генераторов. Несрабатывание ДЗШ при КЗ на этих присоединениях обеспечивают либо отстрой-



Рис. 3.3. Схема организации целей защиты шин КРУ

кой тока срабатывания ДЗШ от значений токов КЗ за реакторами этих присоединений (классическая неполная ДЗШ), либо блокировкой ДЗШ от защит этих присоединений, при этом ДЗШ выполняются с задержкой срабатывания примерно 0,1 – 0,15 с. Блокировка выполняется с помощью общего выходного реле *KLZ*, срабатывающего при пуске защит отходящих линий (рис. 3.3). Дифференциальная защита шин действует на отключение вводного и секционного выключателей и выключателей всех генераторов секции.

*Дуговая защита* (ДГЗ) рассматривается как дополнительная к релейной защите, поскольку работает на неэлектрическом принципе. Для ее выполнения в отсеках выключателей и шин устанавливают соответствующие датчики, например, клапанного (реагируют на повышение давления в отсеке КРУ при появлении электрической дуги) или светового (реагируют на световой поток электрической дуги) типа.

Клапанные ДГЗ отличаются простотой исполнения, эксплуатации и небольшой стоимостью. Их недостаток — возможность отказа при небольших токах КЗ из-за недостаточного давления. Например, при установке в ячейках КРУ типа К37, К59, К104 клапанная защита надежно работает при токах КЗ более 3 кА.

Световые ДГЗ с фототиристорными датчиками (фототиристорная ДГЗ) более чувствительны (несколько сот ампер) и обладают большим быстродействием. Их недостатки — ограниченный обзор пространства, сложность организации контроля исправности фототиристоров, возможность ложной работы из-за токов утечки при параллельном соединении фототиристоров и от посторонних источников света.

Световые ДГЗ с волоконно-оптическими датчиками (волоконно-оптическая ДГЗ) так же эффективны, как и фототиристорные, лишены их недостатков, однако они существенно дороже клапанных. В настоящее время многие ведущие мировые производители перешли на выпуск волоконно-оптических защит, хотя ряд фирм продолжает выпуск КРУ с клапанными защитами (например, «Шнейдер Электрик», КРУ серии MCset).

Из дискуссий по поводу преимуществ и недостатков клапанных, фототиристорных и волоконно-оптических ДГЗ можно сделать следующий вывод: дуговую защиту нужно применять обязательно, причем при токах КЗ более 3 кА можно использовать ДГЗ любого типа [14]. Для предотвращения ложных срабатываний ДГЗ выполняют с блокировкой по напряжению на секции. Дуговая защита действует на отключение всех источников питания, в том числе генераторов. Раньше применяли схемы, в которых при повреждении в

отсеке выводов ячейки какого-либо присоединения отключали только выключатель этой ячейки, однако опыт эксплуатации показал неэффективность такого отключения — ионизированные газы, просачиваясь на шины КРУ, вызывают повторные замыкания. Кроме того, дуга может гореть на выводах выключателя со стороны шин и его отключение не локализует КЗ. Поэтому современные ДГЗ действуют, как и ДЗШ, на отключение вводных и секционных выключателей и выключателей генераторов секции.

Для современных малогабаритных КРУ, стойкость которых к открытой дуге не превышает 1 с, обычно выполняют два вида защиты шин: на подстанциях с генераторами или синхронными электродвигателями — дифференциальную и дуговую, на подстанциях без генераторов и синхронных электродвигателей — логическую и дуговую.

Общая схема организации цепей защиты шин на подстанции с генераторами приведена на рис. 3.3. Защита выполнена на самостоятельном оперативном токе, общем для ДЗШ и ДГЗ. Шинки +ШД, ШД1, ШД2 и —ШД проложены вдоль всей секции. Они служат для питания реле ДЗШ, датчиков дуговой защиты, сбора выходных сигналов и передачи их на выходные реле защиты *KLIF*, установленные в соответствующих ячейках КРУ. Через эти же шинки выполняется отключение источников питания секции и генераторов при срабатывании УРОВ отходящих линий, а также при срабатывании МТЗ ввода.

Импульс, поступающий от датчиков дуговой защиты, может быть кратковременным. Для надежного функционирования защиты шин важно обеспечить удерживание выходных реле *KLIF* до полного отключения выключателя. Для этого применяли специальные выходные реле типа РП233 или РП18, имеющие две обмотки: напряжения (рабочую) и тока (удерживающую). Обмотка напряжения включалась на шинки ШД2 и —ШД, а токовая — последовательно с контактом реле в цепь отключения выключателя.

Однако для современных приводов с малым потреблением электромагнитов отключения такое решение применить невозможно. Например, электромагнит отключения привода выключателя типа LF потребляет всего 0,23 А, а вакуумного выключателя Саратовского завода — 0,45 А (при напряжении постоянного тока 220 В). При пониженном напряжении оперативного тока — соответственно  $0,8 \cdot 0,23 = 0,184$  и  $0,8 \cdot 0,45 = 0,36$  А, что существенно меньше минимального тока, при котором обеспечивается удерживание реле РП233 (0,8 А) и реле РП18 (0,4 А).

Поэтому в схеме рис. 3.3 удерживание выходных реле *KLIF* обеспечивается с помощью самоподхвата реле *KL4* через его замы-

кающий контакт и кнопку *SB*. Эта цепь работает не только при действии ДГЗ, но и при срабатывании ДЗШ, УРОВ и других защит, действующих на отключение источников питания через шинку *ШД2*, что полезно для повышения надежности функционирования контактов выходных реле как самих этих защит, так и контактов выходных реле *KLIF*. Например, коммутационная способность контактов выходных реле SPAC составляет 0,15 А, а потребление реле РП23 — 0,024 А. При отсутствии самоподхвата реле *KL4* в схеме можно было бы подключить параллельно всего  $0,15 / (1 \cdot 0,024) = 5$  выходных реле РП23 (коэффициент 1,1 учитывает возможность повышения напряжения оперативного тока на 10 %). Самоподхват реле *KL4* снимает эти ограничения.

При срабатывании защиты шин отключившиеся выключатели дают сигнал аварийного отключения через свои терминалы, а реле *KL4* дает сигнал «Самоподхват защиты шин не снят» (например, через терминал трансформатора напряжения). Самоподхват снимается оперативным персоналом нажатием на кнопку *SB*, расположенную в ячейке шинного *ТН*, после осмотра распределительного устройства. Переключатель *SAC3* служит для вывода из работы ДГЗ секции (например, для ремонта или проверки исправности датчиков). Второй контакт этого переключателя используется в схеме сигнализации для напоминания персоналу о необходимости ввести ДГЗ в работу.

**Логическая защита шин и возможности ее применения на электростанции.** Логическая защита шин (ЛЗШ) широко используется на подстанциях распределительных сетей без синхронных генераторов и синхронной нагрузки. Принцип действия ЛЗШ заключается в следующем. На вводном выключателе секции выполняют либо МТЗ с двумя выдержками времени (при применении электромеханических защит), либо используют два комплекта МТЗ (при применении цифрового терминала). Первая ступень («быстрый» комплект) имеет выдержку времени 0,15 — 0,2 с и выполняет функции ЛЗШ. Она вводится в работу, если через защиту протекает ток повреждения и нет блокирующего сигнала от пусковых органов защиты отходящих от шин линий. Этот блокирующий сигнал передается от защит отходящих линий к комплекту ЛЗШ с помощью общей шинки блокировки *EBZ* (аналогично показанной на рис. 3.3), проложенной вдоль всех ячеек секции. Блокировка «быстрого» комплекта МТЗ выполняется с помощью общего выходного реле *KLZ* (аналогично показанному на рис. 3.3). Если повреждена отходящая линия, то срабатывают пусковые органы защиты этой линии и ЛЗШ на вводе блокируется (не работает), а МТЗ ввода работает с обычной селективной выдержкой времени, резервируя защиту линии. Если повреждены



Применение логической защиты шин возможно только для защиты шин распределительных устройств сторонних потребителей РУ-СП, присоединенных к генераторным шинам через выключатели (рис. 3.4). При этом в РУ-СП не должно быть крупных синхронных электродвигателей, подпитка от которых может вызывать ложные срабатывания ЛЗШ при внешних КЗ [15].

### 3.5. ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАЩИТ ОТ ОЗЗ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ СО СБОРНЫМИ ШИНАМИ ГЕНЕРАТОРНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Защита от ОЗЗ в сети организуется, как показано на рис. 3.5. На всех линиях питания одиночных электроприемников, в том числе электродвигателей, устанавливается релейная защита нулевой по-

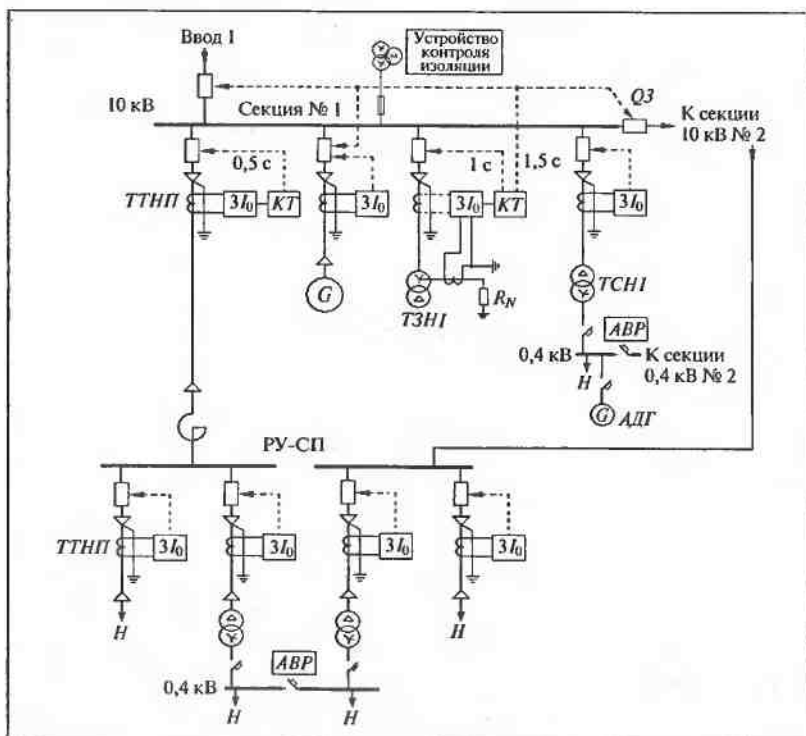


Рис. 3.5. Схема размещения защит от ОЗЗ в сети 10 (6) кВ электростанции с выделенным распределительным устройством сторонних потребителей РУ-СП

следовательности с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности и цифровых терминалов или реле РТЗ-51 (РТ-40/0,2) с действием на отключение этих присоединений без выдержки времени. Если кабельная линия состоит из нескольких кабелей (от двух до пяти), то трансформаторы тока нулевой последовательности устанавливаются на каждом кабеле, а их вторичные обмотки, соединенные параллельно, подключают к одному терминалу или к реле РТЗ-51.

Уставки защиты от замыканий на землю этих присоединений выбирают по выражению:

$$I_{с.з} = k_n k_6 I_C \quad (3.3)$$

где  $I_C$  — первичный емкостный ток нулевой последовательности, протекающий по защищаемому присоединению при ОЗЗ на секции ЗРУ-6(10) кВ;  $k_6$  — коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока, принимается для реле РТЗ-51 равным 2 — 3, для реле РТЗ-50 равным 3 — 4, для цифровых терминалов равным 1,2;  $k_n$  — коэффициент надежности, принимается равным 1,2.

Если в сети имеются секции распределительных устройств сторонних потребителей (РУ-СП на рис. 3.5), то на линиях питания этих секций устанавливают такую же защиту нулевой последовательности, но с действием на отключение с выдержкой времени для отстройки от работы мгновенных защит от ОЗЗ линий, отходящих от РУ-СП. Ток срабатывания этой защиты принимают из условия согласования с защитами отходящих от РУ-СП линий:

$$I_{с.з} = 1,4 I_{с.з \max \text{РУ-СП}} \quad (3.4)$$

где  $I_{с.з \max \text{РУ-СП}}$  — максимальный из токов срабатывания защит нулевой последовательности линий, отходящих от РУ-СП.

Время срабатывания защиты от ОЗЗ РУ-СП принимают 0,4 — 0,5 с при применении электромеханических реле и 0,3 с — при применении цифровых терминалов.

На линиях питания ТЗН защита от ОЗЗ служит для резервирования защит от замыканий на землю отходящих линий, а также для предотвращения длительного обтекания током ОЗЗ нетермостойкого резистора.

Защита нулевой последовательности ТЗН выполняется с двумя выдержками времени (рис. 3.6). С первой выдержкой времени она действует на отключение выключателя ТЗН, переводя тем самым сеть в режим работы с изолированной нейтралью, со второй — на отключение генераторов, ввода и секционного выключателя (на слу-



чай, если выключатель ТЗН не отключился). Ток срабатывания защиты нулевой последовательности ТЗН выбирают по выражению:

$$I_{с.з} = 1,4I_{с.з \max ЗРУ}, \quad (3.5)$$

где  $I_{с.з \max ЗРУ}$  — максимальный из токов срабатывания защит нулевой последовательности линий, отходящих от ЗРУ.

Время срабатывания принимают на ступень селективности больше времени срабатывания защит от ОЗЗ отходящих от шин линий. Например, в схеме без РУСН и при применении электромеханических защит время срабатывания составит: на отключение ТЗН — 0,5 с; на отключение секционного выключателя и «своего» вводного выключателя ЗРУ — 1,0 с, в схеме с РУСН — соответственно 1,0 и 1,5 с. При применении цифровых терминалов эти времена в схеме без РУСН соответственно составят 0,3 и 0,6 с, в схеме с РУСН — 0,6 и 0,9 с.

При действии защиты ТЗН от замыкания на землю на отключение вводного выключателя и генераторов секции необходимо предусматривать запрет АВР секционного выключателя. Для этого в схему запрета АВР вводится замыкающий контакт реле  $KL3$  (рис. 3.6).

В качестве основной защиты ТЗН устанавливают токовую отсечку с первичным током срабатывания 100 — 150 А. Атомэнергопроект рекомендует также применять максимальную токовую защиту ТЗН с первичным током срабатывания 12 — 15 А и выдержкой времени 1 с [11].

В эксплуатации необходимо обеспечить такой режим работы, при котором сеть 6 (10) кВ была бы заземлена не более чем в одной точке, через один трансформатор ТЗН и ток замыкания на землю не превышал бы 40 А.

При работе секций ЗРУ электростанции раздельно (оба ввода включены, секционный выключатель отключен) включены оба трансформатора ТЗН, по одному на каждую секцию. При работе ЗРУ через один из вводов с включенным секционным выключателем необходимо отключить один из ТЗН. Напоминанием об этом оперативному персоналу служит сигнал «Отключи один из ТЗН».

### 3.6. ЗАЩИТА МИНИМАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

В электроустановках с мощными источниками питания защиту минимального напряжения (ЗМН) в сетях 0,4 и 6 (10) кВ применяют для обеспечения самозапуска ответственных электродвигателей после кратковременных перерывов питания путем отключения неответственной нагрузки. Защита минимального напряжения вы-

полняется групповой, т.е. на секцию питания электродвигателей устанавливается один комплект, действующий на все электродвигатели. Допустимая суммарная мощность электродвигателей, участвующих в самозапуске, определяется расчетом.

В электроустановках с маломощными собственными электростанциями напряжением 6 (10) кВ ЗМН выполняет дополнительные функции. Поскольку значительная доля падения напряжения при самозапуске электродвигателей напряжением 0,4 кВ приходится на питающие элементы схемы 6 (10) кВ, ЗМН устанавливаются не только на каждой секции 0,4 кВ, но и на каждой секции 6 (10) кВ даже при отсутствии высоковольтных электродвигателей. Кроме того, ЗМН предотвращает опасные набросы нагрузки на генераторы при работе АВР с выдержкой времени.

Структурная схема ЗМН приведена на рис. 3.7. Первая ступень (ЗМН-1) этой защиты предназначена для отключения неответственных электродвигателей при кратковременных перерывах питания в целях облегчения самозапуска ответственных электродвигателей после восстановления питания, а также выполнения указанных выше дополнительных функций в электроустановках с маломощными собственными электростанциями. При снижении напряжения до  $(0,6 \div 0,7) U_{\text{ном}}$  замыкаются контакты реле минимального напряжения  $U_{ab} <$ ,  $U_{bc} <$ ,  $U_{ac} <$ , подавая с выдержкой времени примерно 0,5 с напряжение на общесекционную шинку 1ШМН. Далее срабатывают индивидуальные выходные реле, установленные в

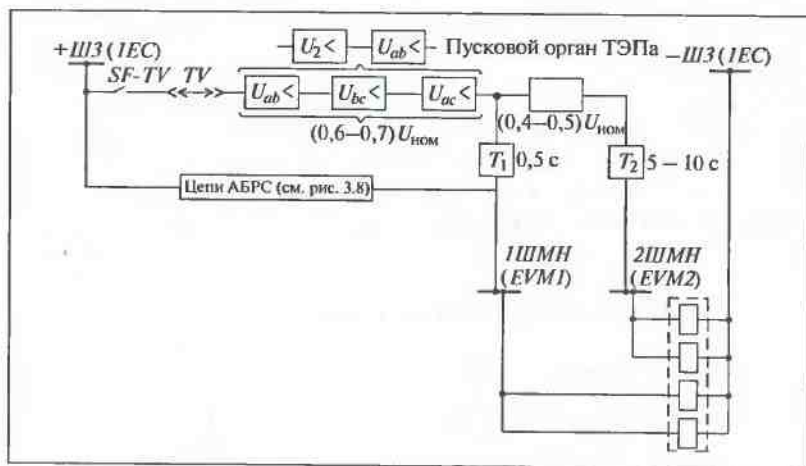


Рис. 3.7. Структурная схема защиты минимального напряжения

ячейках неотвественной нагрузки и подключенные к шинкам *1ШМН* и —*ШЗ*, через контакты которых отключаются выключатели неотвественной нагрузки.

Вторая ступень (ЗМН-2) предназначена для отключения всех электродвигателей при длительном исчезновении напряжения по условиям технологического процесса и техники безопасности. Она вводится в работу после срабатывания ЗМН-1 при снижении напряжения до  $(0,4 \div 0,5)U_{\text{НОМ}}$  и с выдержкой времени 5 — 10 с подает напряжение на шинку *2ШМН*. Далее срабатывают индивидуальные выходные реле, установленные в ячейках электродвигателей, через контакты которых отключаются их выключатели.

Для предотвращения излишних срабатываний при ошибках оперативного персонала или КЗ в цепях напряжения в схему ЗМН введены замыкающий вспомогательный контакт автоматического выключателя защиты вторичных цепей трансформатора напряжения *SF-TV* и вспомогательный контакт выкатного элемента трансформатора напряжения *TV*. Для предотвращения излишних срабатываний при перегорании предохранителя ВН в одной из фаз *TV* ЗМН реагирует только на симметричное снижение напряжения и соответственно имеет трехрелейный пуск ( $U_{ab} < + U_{bc} < + U_{ac} <$ ).

Замыкающие контакты реле напряжения ЗМН часто используют в схеме сигнализации неисправности предохранителей ВН *TV*. Такая схема имеет ряд недостатков. Когда реле находятся под напряжением, эти контакты замкнуты, обтекаются током и могут привариваться, в результате чего схема отказывает, когда напряжение исчезает. Кроме того, эта схема имеет низкую чувствительность контроля. В пятистержневом трансформаторе НТМИ при перегорании предохранителя в одной фазе магнитные потоки двух других фаз, замыкаясь через крайние стержни и стержень оборванной фазы, частично восстанавливают напряжение. Имеется также подпитка оборванной фазы со стороны вторичной нагрузки трансформатора напряжения.

Поэтому в схемах ТЭП трехрелейный пуск ЗМН заменен на комбинированный, выполненный с помощью реле напряжения обратной последовательности РНФ-1М и реле минимального напряжения РН54/160, а контроль предохранителей ВН *TV* выполнен с помощью замыкающего контакта реле РНФ-1М.

Уставка срабатывания ЗМН-1 принимается больше, чем остаточное напряжение, при котором возможен самозапуск электродвигателей, и меньше, чем остаточное напряжение при пусках отдельных электродвигателей, обычно

$$U_{\text{сЗМН-1}} = (0,6 \div 0,7)U_{\text{НОМ}} \quad (3.6)$$

Время срабатывания принимается по условию отстройки от быстродействующих защит электродвигателей  $t_{\text{сЗМН-1}} = 0,5$  с. Уставка срабатывания ЗМН-2 принимается по условию возврата при самозапуске электродвигателей:

$$U_{\text{сЗИН-2}} = \frac{U_{\text{спз}}}{k_{\text{н}} k_{\text{в}}} = (0,4 \div 0,5) U_{\text{ном}}, \quad (3.7)$$

где  $U_{\text{спз}}$  — остаточное напряжение при самозапуске электродвигателей;  $k_{\text{н}}$  — коэффициент надежности, принимается равным 1,1 – 1,2;  $k_{\text{в}}$  — коэффициент возврата, для реле минимального напряжения типа РН-50 принимается равным 1,15 – 1,2.

Обычно принимает время срабатывания ЗМН-2  $t_{\text{сЗМН-2}} = 5 \div 10$  с.

Отметим, что при применении для защиты электродвигателей цифровых многофункциональных терминалов имеется возможность реализовать функцию ЗМН в каждом терминале. Однако такое решение не применяют, ЗМН по-прежнему выполняют групповой (в терминале трансформатора напряжения) из следующих соображений:

- ввод уставок выполняется в одном, а не в ряде терминалов;
- проще выполнять блокировку от ошибочных действий персонала и КЗ в цепях напряжения;
- проще выполнять проверки ЗМН;
- меньше загрузок АСУ;
- проще вторичная коммутация. Например, шинку *ПШМН* можно использовать также для передачи команд на отключение части нагрузки при срабатывании автоматики быстрой разгрузки электростанции (см. далее).

### 3.7. АВТОМАТИКА БЫСТРОЙ РАЗГРУЗКИ СТАНЦИИ

Автоматика быстрой разгрузки станции (АБРС) предназначена для предотвращения чрезмерных набросов нагрузки на генераторы, вызывающих опасность лавины частоты и напряжения с отключением энергоблоков. Такие набросы могут возникать, например, при автономной работе электростанции и внезапном отключении одного из двух параллельно работающих с полной нагрузкой энергоблоков. Если в качестве привода генератора использована газовая турбина, то, вероятнее всего, возникнет быстрое снижение (лавина) частоты и напряжения с отключением второго энергоблока. Если в качестве привода генератора использован двигатель внутреннего сгорания, то, вероятнее всего, двигатель второго генератора «заглох-

нет». Аналогичная ситуация может возникнуть и при параллельной работе электростанции с энергосистемой при внезапном отключении ввода от энергосистемы, если от энергосистемы потреблялась большая мощность. В этих случаях автоматическая частотная разгрузка (АЧР) может оказаться неэффективной из-за лавины частоты и напряжения и наличия выдержки времени АЧР.

Такие большие набросы нагрузки предотвращаются путем быстрого отключения неответственной и части ответственной нагрузки при аварийном отключении выключателей генераторов или выключателя ввода от энергосистемы с помощью АБРС. Принцип действия АБРС показан на рис. 3.8.

Автоматика вводится в работу общим переключателем *SAC1*, расположенным на панели главного щита управления (ГЩУ) электростанции. Индивидуальные переключатели *SAC* установлены на дверцах релейных отсеков КРУ соответствующих присоединений и предназначены для отключения соответствующих цепей только при выводе присоединений в ремонт. В нормальном режиме они включены. Схема выполнена для каждой секции отдельно, но с действием на все присоединения, которые необходимо отключать, независимо от того, к какой секции они подключены.

При включенном выключателе генератора (ввода от энергосистемы) контакт реле фиксации включенного положения выключателя *KQQ* (бывшее РФ) замкнут, контакт реле положения «отключено» *KQT* (бывшее РПО) разомкнут, реле положения «включено» *KQC* (бывшее РПВ) замкнут. При аварийном отключении выключателя контакт *KQQ* остается замкнутым, контакт *KQT* замыкается, контакт *KQC* остается замкнутым и размыкается после выдержки времени 0,5 – 0,7 с. Таким образом, реле *KL1* кратковременно срабатывает, через его контакт подается отключающий импульс на шинку *1ШМН(ЕУМ1)* обеих секций и выходные реле *KL2 – KLS*, которые отключают необходимые для разгрузки электростанции присоединения.

При оперативном отключении выключателя АБРС не срабатывает, поскольку контакт *KQQ* размыкается раньше отключения выключателя.

Очевидно, что АБРС должна срабатывать при отключении выключателя генератора не только электрическими защитами, но и технологическими защитами приводного двигателя. Чтобы отличить аварийное отключение от оперативного, воздействие САУ приводного двигателя на отключение выключателя должно выполняться двумя разными сигналами, один из которых соответствует оперативному отключению, другой — аварийному отключению. Эти

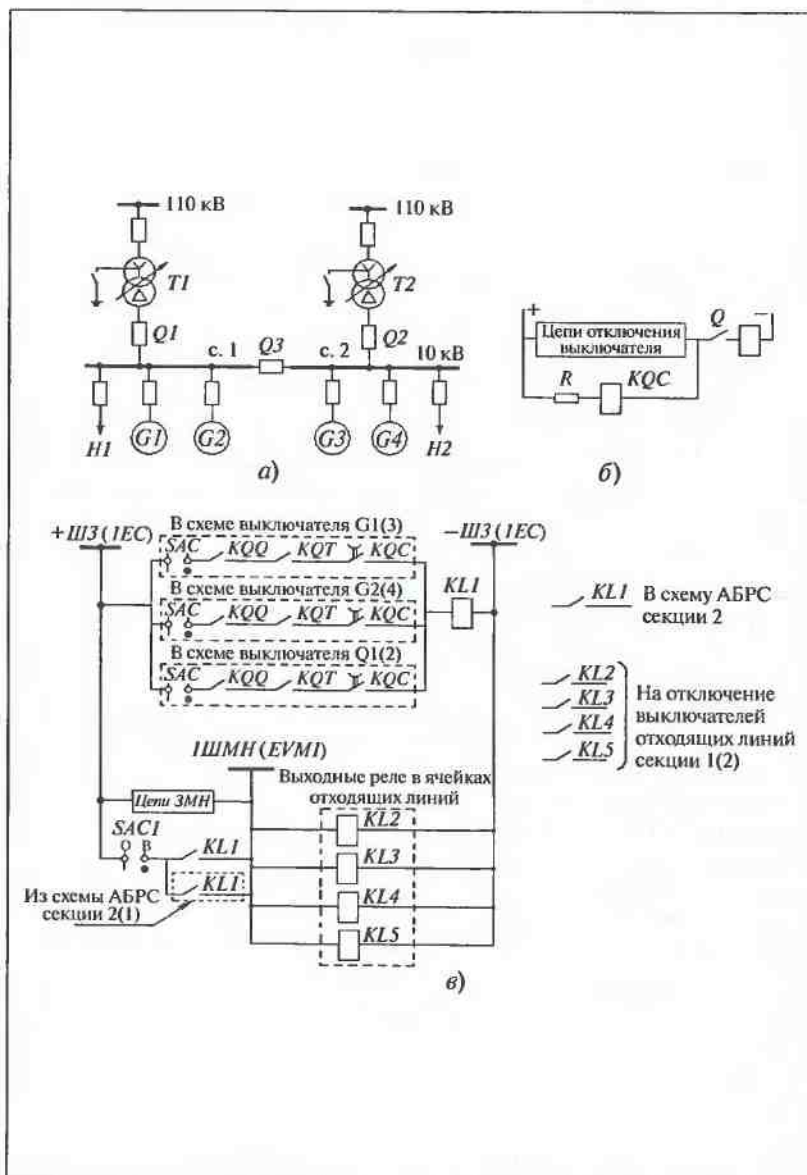


Рис. 3.8. Схема автоматики быстрой разгрузки станции:  
 а — поясняющая схема; б — цепи реле KQC (РПВ) в схемах управления выключателями генераторов и вводов; в — цепи АБРС для секции 1(2)

сигналы подключаются к разным входам терминала защиты генератора: первый — к входу оперативного отключения, второй — к входу аварийного отключения от внешних защит. Указанное следует учитывать при составлении технических заданий на разработку САУ агрегатов.

Количество и мощность присоединений, подводимых под АБРС, определяется при конкретном проектировании в зависимости от мощности и характеристик энергоблоков, режимов работы и других обстоятельств.

### 3.8. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) служит для ликвидации сравнительно небольшого дефицита мощности, не сопровождающегося лавиной частоты и напряжения. Автоматическая частотная разгрузка относится к системной автоматике и вводится по требованию энергосистемы.

Различают три категории АЧР:

- АЧР-I — быстродействующая разгрузка, предназначенная для прекращения снижения частоты. Разбивается на несколько очередей, имеющих разные уставки по частоте (от 48,8 до 47 Гц) и одинаковую уставку по времени (от 0,15 до 0,5 с) в зависимости от типа реле частоты;

- АЧР-II — медленнодействующая разгрузка, предназначенная для подъема частоты после действия АЧР-I, а также предотвращающая «зависание» частоты. Разбивается на несколько очередей, имеющих одинаковую уставку по частоте (49,1 – 48,7 Гц) и разную уставку по времени (от 5 до 70 с);

- дополнительная разгрузка — предназначена для ликвидации местных дефицитов мощности, когда объем АЧР-I и АЧР-II может оказаться недостаточным. Может выполняться с помощью частотных или других устройств (заметим, что рассмотренное выше устройство АБРС относится к классу устройств дополнительной разгрузки).

Одни и те же потребители могут подводиться и под АЧР-I, и под АЧР-II, и под дополнительную разгрузку.

При применении цифровых терминалов функции АЧР реализуют в терминале трансформатора напряжения секции (часто в упрощенном виде) с выходом на отдельные шинки АЧР, к которым подключаются выходные реле, установленные в ячейках присоединений, подлежащих отключению при срабатывании АЧР.

Следует иметь в виду, что указанные выше уставки АЧР характерны для больших энергосистем. На электростанциях малой мощно-

сти они могут существенно отличаться от указанных. Это объясняется тем, что регуляторы частоты вращения приводного двигателя генератора могут допускать существенное понижение (повышение) частоты при переходных режимах в условиях наброса (сброса) нагрузки. При выборе уставок АЧР приходится учитывать эту особенность, а также реальный график нагрузки объекта электроснабжения. Подробнее выполнение АЧР, ЧАПВ и выбор уставок описаны в [7, 16], а также в гл. 8 (см. ч. 2).

### **3.9. ДЕЛИТЕЛЬНАЯ АВТОМАТИКА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ, РАБОТАЮЩИХ ПАРАЛЛЕЛЬНО С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ**

Делительная автоматика\* предназначена для быстрого отделения местной электростанции от энергосистемы при аварийной ситуации в энергосистеме, сопровождающейся набросом нагрузки на электростанцию и возможным лавинообразным снижением напряжения и частоты при большом дефиците мощности; предотвращения опасного несинхронного включения генераторов при АПВ линий электропередачи между электростанцией и энергосистемой; предотвращения срывов в работе противоаварийной автоматики на подстанциях энергосистемы (АПВ линий, АВР, АЧР). Кроме этого, делительная автоматика предотвращает неполнофазный режим работы генераторов электростанции при обрывах линий электропередачи между электростанцией и энергосистемой.

Например, в схеме на рис. 3.9 при потере питания подстанции 110/10 кВ со стороны энергосистемы электростанция, кроме своей нагрузки *Н1* и *Н2*, будет нести дополнительную нагрузку *Н3* и *Н4*. Если этот режим не предусмотрен при выборе мощности энергоблоков, то он будет сопровождаться аварийным снижением или лавиной напряжения и частоты. Автоматическое повторное включение после отключения *К3* на линии *W1* может привести к несинхронному включению генераторов и тяжелой аварии, если несинхронное АПВ недопустимо. Поэтому выбор типа делительной автоматики и места ее установки зависит от конкретных условий сети [16 – 18]. Один из распространенных вариантов применения делительной автоматики приведен на рис. 3.9.

---

\* Иногда делительную автоматику (ДА) называют делительной защитой (ДЗ), что не совсем точно отражает ее функциональное назначение. Кроме того, аббревиатура ДЗ обычно означает «дистанционная защита», поэтому в настоящей работе применен термин «делительная автоматика».

Автоматика действует при включенном выключателе  $Q1$  на его отключение от следующих пусковых органов:

- понижения частоты  $F <$  (признак дефицита мощности в энергосистеме);
- симметричного снижения напряжения  $U <$  (признак близкого трехфазного КЗ или лавины напряжения);
- появления напряжения обратной последовательности  $U_2 >$  (признак несимметричного КЗ);
- повышения частоты  $F >$  (признак неправильной работы автоматики режимного управления, которая старается поддерживать заданное значение мощности, передаваемой в энергосистему при отключенном выключателе  $Q4$  линии электропередачи со стороны энергосистемы. Подробнее см. ч. 2).

Все пусковые органы имеют индивидуальные выдержки времени.

Не рекомендуется выполнять делительную автоматику с контролем направления мощности, поскольку это приводит к полному по-

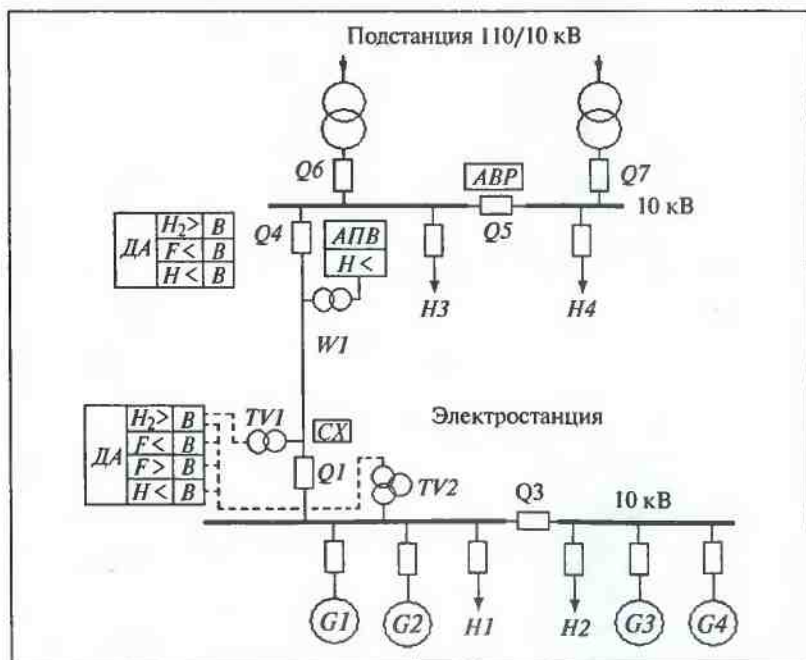


Рис. 3.9. Схема электростанции и линии связи с энергосистемой с устройствами противоаварийной автоматики

гашению электростанции при применении серийно выпускаемых систем автоматики режимного управления (см. ч. 2).

Для восстановления параллельной работы на выключателе  $Q1$  предусматривают устройство синхронизации.

Выбор уставок делительной автоматики рассмотрен в [16 – 18]. Приблизительно для цифровых защит можно принимать:

- уставку срабатывания по снижению частоты 47 – 48 Гц, по повышению частоты 51 – 52 Гц, время срабатывания 0,3 с;
- уставку срабатывания по напряжению  $(0,6 \div 0,7)U_{\text{ном}}$ , время срабатывания принимается на ступень больше времени срабатывания быстродействующих защит отходящих от генераторных шин присоединений (токовых отсечек, дифференциальных защит и т.д.);
- уставку срабатывания по напряжению обратной последовательности, которая принимается минимальной, время срабатывания 0,3 с.

При этом должна быть обеспечена достаточная чувствительность реле напряжения при КЗ на линии связи с энергосистемой.

Для предотвращения несинхронного включения генераторов при отказе делительной автоматики устройство АПВ линии связи с энергосистемой (выключателя  $Q4$ , рис. 3.9) выполняют с контролем и ожиданием снижения напряжения со стороны линии, причем по условию согласования уставку реле контроля принимают на 10 – 20 % меньше уставки срабатывания делительной защиты по напряжению. Время срабатывания АПВ принимают на ступень селективности больше наибольшего возможного времени действия делительной защиты. Для повышения надежности на выключателе  $Q4$  устанавливают второй (резервный) комплект делительной автоматики.

Логическая схема делительной автоматики (ДА), применяемая в современных терминалах РЗА выключателя ввода, приведена на рис. 3.10, на котором слева показаны дискретные входы, справа — выходные реле, между ними — логика работы.

Делительная автоматика вводится в работу и выводится из работы с рабочей станции (РС) управления электрической частью электростанции сигналами «ТУ, вкл-ть ДА», «ТУ, откл-ть ДА», причем управление с РС доступно только при условии, что переключатель телеуправления, расположенный на дверце релейного отсека ячейки выключателя  $Q1$  в КРУ, находится в положении «Телеуправление включено». Кроме того, управлять включением ДА можно кнопками «Вкл-ть ДА» и «Откл-ть ДА», расположенными на ГЩУ. Эти команды фиксируются на энергонезависимых триггерах, после которых они поступают на сигнализацию положения ДА на РС, а также



на выходные реле 0303 и 0304, контакты которых зажигают сигнальные лампы положения ДА, расположенные на ГЩУ.

Пуск ДА выполнен от перечисленных выше пусковых органов, имеющих индивидуальные таймеры  $T11$ ,  $T12$ ,  $T13$ ,  $T14$ , причем он возможен только при условии включенного положения выключателя (имеется сигнал  $KQC$ ) и включенной ДА.

Для предотвращения ложных срабатываний ДА применены следующие решения:

- органы контроля снижения линейного напряжения  $U_{ab} <$ ,  $U_{bc} <$ ,  $U_{ac} <$  включены по схеме И, это предотвращает ложный сигнал при перегорании одного из высоковольтных предохранителей трансформатора напряжения. Кроме того, при отключении автомата цепей напряжения пуск ДА блокируется сигналом I206 «Цепи ТН ввода собраны»;

- орган контроля напряжения обратной последовательности  $U_2 >$ , получающий питание от трансформатора напряжения ввода, срабатывает при условии, что наличие этого напряжения подтверждается терминалом трансформатора напряжения секции (вход I211 «ТН шинный,  $U_2 >$ »). Это предотвращает ложное срабатывание при повреждении цепей напряжения одного из трансформаторов напряжения.

Срабатывание каждого пускового органа фиксируется энергонезависимыми триггерами, записывается в архив терминала, сообщается на верхний уровень (РС), зажигает сигнальную лампу на дверце релейного шкафа (сигнал «Вызов») и светодиод «Дел. автоматика» на терминале. Сбросить триггеры (аналог поднятия флажков указательных реле в электромеханических схемах) можно командой с РС или кнопкой, расположенной на терминале.

Команда на отключение выключателя поступает на выходное реле  $0I$ , которое остается подтянутым до подтверждения отключения выключателя от реле РПО, после чего через 200 мс реле  $0I$  размыкает свой контакт. Это предотвращает выгорание контакта реле, поскольку он размыкается уже после того, как цепь катушки отключения привода будет разорвана более мощным вспомогательным контактом самого выключателя [3].

### 3.10. АВР НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

**Общие положения.** На ответственных производствах в целях обеспечения надежности всю систему электроснабжения делят на две независимые части (подсистемы), каждая из которых получает пи-

тание от своего независимого источника и состоит из секций высокого напряжения, понижающих трансформаторов 10 (6)/0,4 кВ, щитов и сборок 0,4 кВ. Подсистемы взаимно резервируются на разных ступенях напряжения с помощью устройств автоматического включения резерва (АВР). Электродвигатели и приводимые ими ответственные механизмы одного назначения также разделяют на две независимые группы, которые подключают к разным подсистемам и снабжают электрическим и технологическим АВР.

При таком построении схемы надежность работы обеспечивается тем, что в случае погашения одной из подсистем и отказа или неуспешной работы АВР между подсистемами (КЗ на шинах) напряжение в другой подсистеме сохраняется и нарушения технологического процесса не происходит, так как срабатывают АВР электродвигателей и других ответственных электроприемников (в современных схемах АВР секций запрещается при КЗ на одной из них).

Согласно ПУЭ независимым источником питания называется такой, на котором сохраняется напряжение в пределах, допустимых для послеаварийного режима, при исчезновении его на другом или других источниках питания. К независимым источникам питания относятся две секции или системы шин электростанции при одновременном соблюдении следующих условий:

- каждая из секций (систем) шин имеет питание от независимого источника;
- секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций (систем) шин.

Таким образом, секции 1 и 2 электростанций на рис. 2.2 и 2.4 (в том числе и при отсутствии линий связи с энергосистемой) можно рассматривать как независимые источники питания двух независимых подсистем электроснабжения объекта, которые могут работать в двух режимах — параллельном или раздельном.

**Режим параллельной работы подсистем.** Секционный выключатель на электростанции включен. Каждая секция электростанции получает питание от своих генераторов, а при параллельной работе с энергосистемой — также от одного из вводов от энергосистемы.

Преимущества этого режима: токи КЗ в сети больше, чем при раздельной работе подсистем, соответственно больше и зона действия и чувствительность быстродействующих защит. Напряжения в обеих подсистемах синхронны, поэтому оперативные переключения в сети можно выполнять без перерыва питания.

Недостаток этого режима: КЗ в одной из подсистем вызывают глубокие снижения напряжения и в другой подсистеме.

Устройство АВР на секционном выключателе в этих режимах не требуется, за исключением ремонтного режима, когда генераторы электростанции отключены, а подсистемы получают питание от своих трансформаторов 110/10 кВ. В этом случае АВР на секционном выключателе должно быть введено в работу.

**Режим раздельной работы подсистем.** Секционный выключатель на электростанции отключен. Каждая секция электростанции получает питание от своих генераторов, а при параллельной работе с энергосистемой — также от одного или двух вводов от энергосистемы. Возможны решения, когда одна из секций получает питание от энергосистемы, а другая — от генераторов электростанции.

Преимущества этого режима: КЗ в одной из подсистем не вызывают посадок напряжения и в другой подсистеме.

Недостатки этого режима: меньшие по сравнению с режимом параллельной работы токи КЗ в сети, меньшие чувствительность и зона действия быстродействующих защит. При малой мощности генераторов они могут оказаться нечувствительными, из-за чего затягивается время отключения КЗ (вместо основных быстродействующих защит будут работать максимальные токовые) и увеличивается вероятность выхода генераторов из синхронизма. В сетях с маломощными генераторами могут возникать проблемы с обеспечением селективности действия защиты. Из-за несинхронных напряжений в обеих подсистемах оперативные переключения в сети приходится выполнять с перерывом питания.

В этом режиме устройство АВР на секционном выключателе должно быть введено в работу. Однако исполнение АВР на электростанции существенно отличается от обычных АВР на распределительных подстанциях.

**АВР на распределительных подстанциях.** Требования к устройствам АВР на подстанциях распределительных сетей хорошо известны, они описаны в [10, 13, 15, 16] и др. Принцип действия АВР секционного выключателя QЗ этой подстанции в виде последовательных операций представлен на рис. 3.11.

Пусковой орган напряжения АВР срабатывает, если автоматический выключатель трансформатора напряжения секции SF-TV включен, тележка TV вкочен, напряжения  $U_{ab}$  и  $U_{bc}$  ниже уставки срабатывания и имеется нормальное напряжение на соседней секции. По истечении уставки срабатывания АВР по времени  $T_{ABP}$ , если переключатель АВР SA включен, отключается выключатель ввода секции, потерявшей питание. Включение секционного выключателя выполняется по факту отключения выключателя ввода

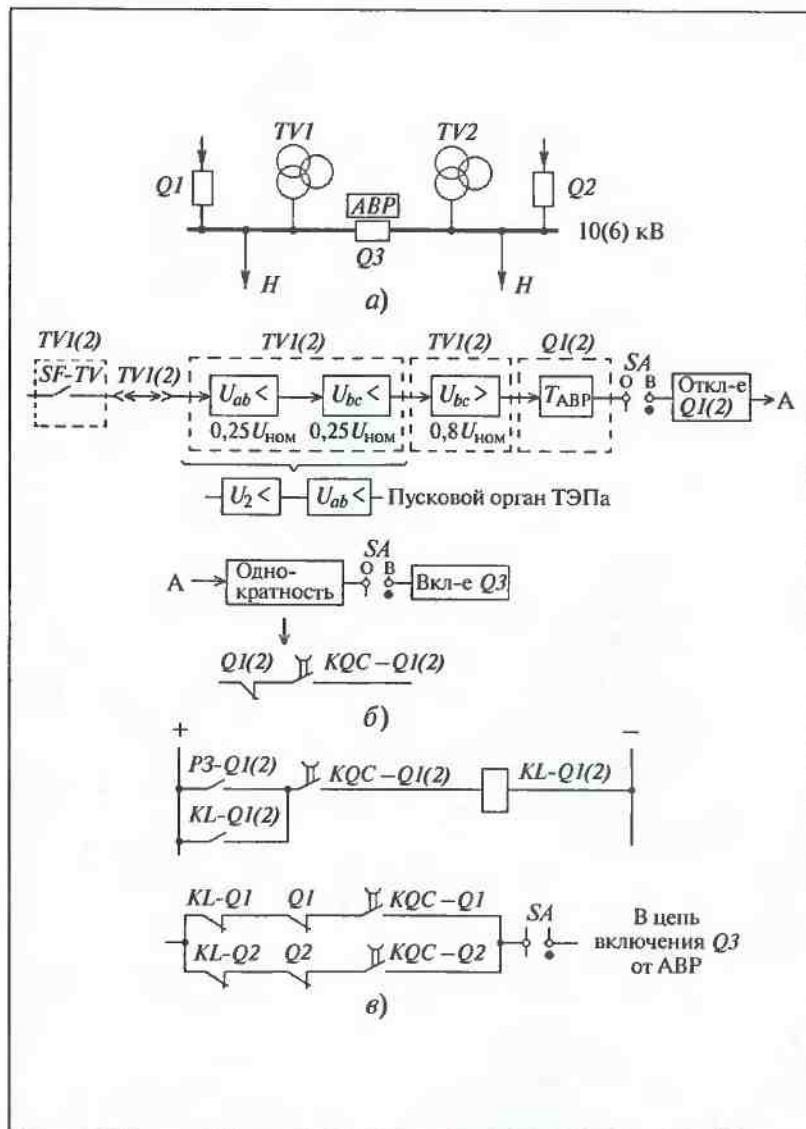


Рис. 3.11. Структурная схема АВР для подстанции без синхронных генераторов и синхронных электродвигателей:

а — поясняющая схема; б — блок-схема АВР; в — схема запрета АВР при КЗ на шинах и дуговых замыканиях в ячейках; KL — реле типа РП 23; KQC — реле типа РП 252

через орган однократного действия. Для обеспечения однократности обычно применяют схему, в которой команда «включить» подается через последовательно соединенные размыкающий вспомогательный контакт выключателя ввода и замыкающий с выдержкой времени на отпадение контакт реле положения «включено»  $KQC$  выключателя ввода. Эта цепь дает импульсную команду на включение  $Q3$ , длительность которой определяется временем отпадения реле  $KQC$ . Это время регулируется при наладке реле  $KQC$  и принимается больше времени включения выключателя  $Q3$  при пониженном напряжении оперативного тока с некоторым запасом, обычно оно составляет 0,5 – 0,6 с.

Таким образом, схема АВР состоит как бы из двух частей: пускового органа АВР по напряжению (иногда он дополняется пусковым органом по обрыву фаз питающей линии) и так называемого «быстрого» АВР, когда за отключением выключателя рабочего питания мгновенно следует включение выключателя резервного питания. «Быстрое» АВР (не путать с быстродействующим!) может сработать самостоятельно, без пускового органа АВР, например при самопроизвольном отключении выключателя рабочего питания или при его отключении защитой питающего рабочий ввод трансформатора.

В схемах ТЭП вместо двухрелейного пускового органа ( $U_{ab} < + U_{bc} <$ ) применяют комбинированный ( $U_2 < + U_{ab} <$ ), принцип действия которого описан в [19]. Он предотвращает пуск АВР при перегорании предохранителя  $TV$  со стороны ВН. Однако на подстанциях потребителей, получающих питание через длинные воздушные линии (особенно напряжением 6 и 10 кВ), где обрыв фазы линии значительно более вероятен, чем перегорание предохранителя ВН  $TV$ , часто делают наоборот — дополняют двухрелейный пусковой орган АВР пуском по напряжению обратной последовательности с контролем его отсутствия на резервном источнике питания.

В современных схемах выполняют запрет АВР при КЗ на секции. Для этого в схеме защиты ввода устанавливают дополнительное промежуточное реле  $KL$ , которое срабатывает от контактов выходного реле защиты  $P3$ , самоудерживается и остается притянутым в течение времени возврата реле  $KQC$  (рис. 3.11). Размыкающий контакт  $KL$  включают последовательно в цепь однократности, что и обеспечивает запрет АВР при срабатывании защиты ввода.

**АВР на электростанции и прилегающей подстанции энергосистемы.** Главное отличие АВР в этих электроустановках от АВР на подстанциях распределительных сетей заключается в необходимости кон-

троля встречного напряжения на потерявших питание шинах. Например, на прилегающей к электростанции подстанции энергосистемы (см. рис. 3.9) отключается выключатель  $Q6$  действием дифференциальной защиты трансформатора. Типовая схема АВР немедленно включает секционный выключатель  $Q5$ . Если при этом были включены выключатели  $Q1$  и  $Q4$  и электростанция находилась в работе, то возникает опасность несинхронного включения генераторов из-за возможного расхождения угла между векторами напряжений энергосистемы и электростанции за время перерыва питания секции.

Аналогичная ситуация возникает и на самой электростанции, когда выключатель  $Q1$  отключается от защит при близком трехфазном КЗ на линии связи с энергосистемой и АВР включает секционный выключатель  $Q3$  (рис. 3.12, а).

Для предотвращения несинхронного включения генераторов в схему АВР вводится контроль встречного напряжения на секции (со стороны подключенных генераторов), осуществляемый после некоторой выдержки времени (примерно 0,5 с). Эта выдержка необходима для того, чтобы напряжение, которое в момент трехфазного КЗ снизилось до нуля, успело возрасти до значения, при котором реле контроля встречного напряжения запретит АВР (учитывается инерционность действия регуляторов возбуждения генераторов).

При наличии контроля встречного напряжения (ожидания снижения напряжения) приходится применять специальный орган однократности действия АВР, поскольку рассмотренная выше схема однократности действия (см. рис. 3.11) становится непригодной. Она может вывести АВР из действия раньше, чем реле контроля встречного напряжения разрешит включение выключателя резервного питания.

Структурная схема АВР для подстанций с генераторами и для прилегающей подстанции энергосистемы приведена на рис. 3.12. Конкретная реализация на электромеханической или цифровой элементной базе рассмотрена в работе [15].

На электростанции АВР может иметь два варианта применения, однако типовая логика АВР выполняется одинаковой, пригодной для разных случаев применения.

Первый случай — АВР вводится в работу только при остановленных генераторах и предназначено для резервирования вводов от энергосистемы (как на обычных распределительных подстанциях). Контроль встречного напряжения позволит предотвратить несинхронное включение в случае ошибочных действий оперативного

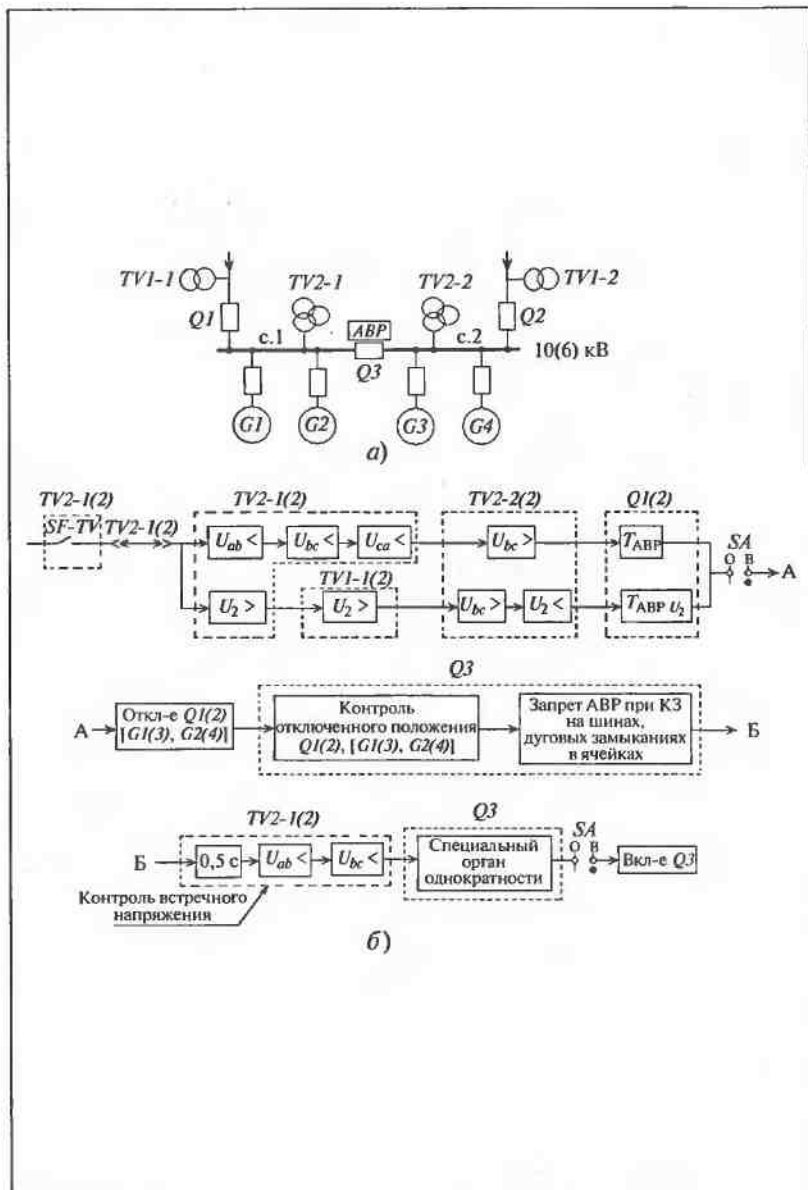


Рис. 3.12. Структурная схема АВР для подстанции с синхронными генераторами: а — поясняющая схема; б — блок-схема АВР

персонала, когда при включении какого-либо генератора (генераторов) на шины переключатель АВР остался во включенном положении. При этом в схеме АВР достаточно использовать только вспомогательные контакты выключателей  $Q1$  и  $Q2$  (см. рис. 3.12, блоки отключения и контроля).

Второй случай — АВР вводится в работу при работающих генераторах и автономной работе подсистем. Например, генераторы включаются на первую секцию (ввод  $Q1$  отключен), ввод от энергосистемы — на вторую секцию (ввод  $Q2$  включен), секционный выключатель  $Q3$  отключен, устройство АВР  $Q3$  включено. При этом в схеме АВР необходимо кроме вспомогательных контактов выключателей  $Q1$  и  $Q2$  использовать вспомогательные контакты выключателей генераторов  $G1(3)$  и  $G2(4)$ , как и показано на рис. 3.12. В этом случае выдержку времени контроля встречного напряжения можно установить равной нулю.

Для предотвращения неполнофазного режима работы при обрыве одной из фаз питающей линии электропередачи введен пуск АВР по напряжению обратной последовательности  $U_2$ . Для предотвращения ложного пуска АВР при перегорании предохранителя со стороны ВН одной из фаз ТН пуск осуществляется от двух органов напряжения обратной последовательности, один из которых контролирует наличие  $U_2$  на шинах секции, а другой — до вводного выключателя секции (рис. 3.12). При этом контролируются также наличие нормального напряжения и отсутствие напряжения  $U_2$  на смежной секции (резервном источнике питания).

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения пускового органа АВР, В, принимают по условию:

$$U_{c.p} = 0,25 U_{ном} / K_U, \quad (3.8)$$

где  $U_{ном}$  — номинальное напряжение шин, В;  $K_U$  — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Напряжение срабатывания реле контроля напряжения на смежной секции принимают по условию:

$$U_{c.p} = 0,8 U_{ном} / K_U. \quad (3.9)$$

Время срабатывания пускового органа АВР по напряжению принимается, во-первых, на ступень селективности больше времени действия тех защит, КЗ в зоне действия которых вызывает срабаты-

вание пусковых реле напряжения АВР, и, во-вторых, на ступень больше времени АПВ питающих линий и АВР источников питания.

Попутно заметим, что иногда пусковой орган АВР по напряжению ошибочно называют защитой минимального напряжения. Как видно из изложенного, эти два устройства существенно отличаются друг от друга по назначению, схеме выполнения и уставкам срабатывания. Поэтому называть пусковой орган АВР по напряжению защитой минимального напряжения нельзя.

Уставку срабатывания пускового органа АВР по напряжению обратной последовательности  $U_2$  и контролю отсутствия  $U_2$  на резервном источнике принимают равной 8 – 12 В (фазное вторичное напряжение) из условия несрабатывания из-за гармонических составляющих в кривой напряжения, особенно второй и пятой [12]. При применении цифровых терминалов необходимо проверить, в каких единицах вводится эта уставка. В ряде случаев она вводится в линейных первичных величинах, тогда ее следует умножить на коэффициент трансформации трансформатора напряжения и на  $\sqrt{3}$ . Время срабатывания пускового органа АВР по  $U_2$  принимается по условию отстройки от аварийных режимов, ликвидируемых устройствами РЗА, особенно в питающей сети 100 – 220 кВ. Обычно она находится в диапазоне от 5 до 9 с.

### 3.11. АПВ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Согласно [1] все ВЛ оснащают устройствами АПВ, которые выполняют по типовым схемам. Существуют типовые схемы с пуском АПВ от «несоответствия» и с пуском «от защит». Для ЛЭП обычно применяют схемы с пуском «от несоответствия», принцип действия которых показан на рис. 3.13.

Схема работает следующим образом. При включении выключателя срабатывают реле положения «включено»  $KQC$  и реле фиксации включенного положения выключателя  $KQQ$ . Через некоторое время, называемое временем готовности АПВ, через замкнувшийся контакт  $KQC$  заряжается конденсатор  $C$  и схема готова к действию. При отключении выключателя по любой причине, кроме оперативного отключения, образуется цепь несоответствия (контакт  $KQQ$  в цепи обмотки  $KT$  остается замкнутым, а контакт реле положения «отключено»  $KQT$  замыкается). Если напряжение со стороны линии снизилось до допустимого, то контакт реле напряжения  $KV$  замыкается, срабатывает реле  $KT$ , замыкая с установленной выдержкой времени свой контакт в цепи конденсатора  $C$ .

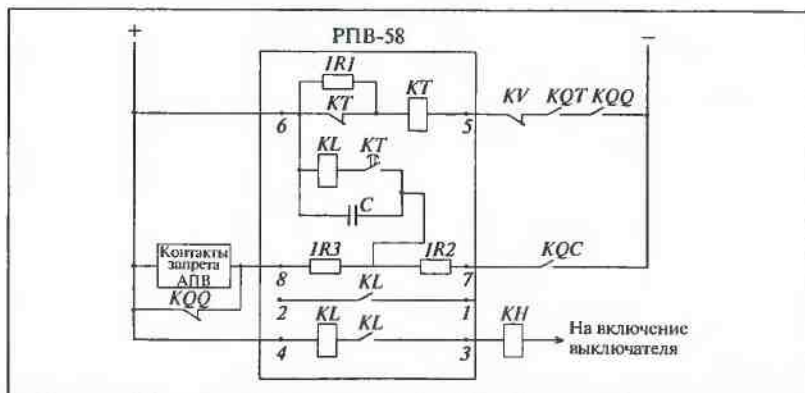


Рис. 3.13. Принципиальная схема АРВ ЛЭП с масляным выключателем и реле РРВ-58

От разряда конденсатора срабатывает реле *KL*, замыкая своим контактом цепь включения выключателя. Разряд конденсатора обеспечивает однократность команды на включение. Включающий импульс подхватывается токовой обмоткой этого же реле, включенной последовательно с контактом *KL*, что обеспечивает удерживание команды до полного включения выключателя.

На зажим 8 реле включают замыкающие контакты цепей запрета АРВ, они разряжают конденсатор *C* помимо обмотки *KL* (например, при срабатывании защиты шин), цепь его заряда при этом размыкается контактами реле *KQC*.

При оперативном отключении выключателя схема АРВ не запускается, так как замыкающий контакт *KQQ* в цепи обмотки *KT* размыкается и цепь несоответствия не создается, а размыкающий контакт *KQQ* в цепи разряда конденсатора *C* замыкается и он будет разряжен до следующего оперативного включения выключателя.

Аналогично выполняется пуск АРВ при применении реле повторного включения новой серии РРВ-01 (РРВ-02), выполненного на основе интегральных микросхем.

Обычно считается, что реле *KV* контроля встречного напряжения на линии со стороны электростанции необходимо устанавливать, если генераторы не допускают несинхронного включения. Если несинхронное включение допустимо, то это реле не устанавливают. Однако для маломощных электростанций несинхронное включение недопустимо, так как сопровождается значительными колебаниями

напряжения на шинах 6 (10) и 0,4 кВ, приводящими к отключению потребителей и расстройству технологического процесса.

Соответственно уставку срабатывания (замыкания контакта) реле  $KV$  принимают из условия отсутствия напряжения на линии:

$$U_{c.p} \leq \frac{0,25U_{\text{НОМ}}}{K_U}, \quad (3.10)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  — номинальное напряжение линии;  $K_U$  — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Время срабатывания АПВ ( $t_{\text{АПВ}}$ ) однократного действия выбирают наибольшим из следующих условий:

- готовности выключателя  $t_{г.в}$ :

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{г.в} + t_{\text{зап}}, \quad (3.11)$$

где  $t_{г.в} = 0,2 \div 2$  с;  $t_{\text{зап}} = 0,4 \div 0,5$  с;

- готовности привода  $t_{г.п}$ :

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{г.п} + t_{\text{зап}}, \quad (3.12)$$

где  $t_{г.п} = 0,1 \div 0,2$  с;

- согласования с временем отделения узла нагрузки с электростанцией от сети. Это условие следует учесть, несмотря на наличие контроля отсутствия напряжения на линии, поскольку реле  $KV$  уставлено только в одной фазе и оно может разрешить АПВ при КЗ на этой фазе, в то время как напряжение двух других фаз близко к номинальному:

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{д.з} + t_{\text{откл.в}} + t_{д} + t_{\text{зап}}, \quad (3.13)$$

где  $t_{д.з}$  — наибольшее время срабатывания делительной защиты с пуском по напряжению обратной последовательности или при напряжении при симметричном КЗ;  $t_{\text{откл.в}}$  — время отключения выключателя ввода на электростанцию;  $t_{д}$  — время деионизации среды в месте повреждения (для сетей 110 кВ принимается 0,2 с, для сетей 220 кВ — 0,4 с);  $t_{\text{зап}}$  — время запаса, принимается 0,4 — 0,5 с.

## Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. — 6-е изд., перераб. и доп., с изм. — М.: Главгосэнергонадзор России, 1998.
2. Руководящие указания по релейной защите. Защита блоков генератор — трансформатор и генератор — автотрансформатор. — М.; Л.: Энергия, 1963.
3. Беляев А. В. Вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА. — 4-е изд., перераб. и доп. — СПб.: ПЭИПК, 2008. Ч. 1, 2.
4. Пособие для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. — М.: Энергия, 1980.
5. Петров Г. Н. Электрические машины. Ч. 2: Асинхронные и синхронные машины. — М.; Л.: Госэнергоиздат, 1963.
6. Важнов А. И. Переходные процессы в машинах переменного тока. — Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1980.
7. Рабинович Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. — М.: Энергия, 1980.
8. Беркович М. А., Семенов В. А. Основы автоматики энергосистем. — М.: Энергия, 1968.
9. Гессен В. Ю. Аварийные режимы и защита от них в сельскохозяйственных электросетях. — М.; Л.: Сельхозгиз, 1961.
10. Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. — СПб.: ПЭИПК, 2008.
11. Методические указания по повышению надежности сетей 6 кВ собственных нужд энергоблоков. — М.: Атомэнергопроект, 1997.
12. Слодарж М. И. О режимах нейтрали силовых трансформаторов 110 кВ и защите от неполнофазного режима работы силовых трансформаторов и электродвигателей // Технические решения по выполнению релейной защиты и автоматики на подстанциях ММ СССР. — М.; Свердловск: Отд. энергет. служб М-ва металлургии СССР, 1990.
13. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. — 3-е изд., перераб. и доп. — Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1985.
14. Правила технической эксплуатации предписали установку дуговой защиты // Новости электротехники. 2001. № 4 (10). С. 18 — 20.
15. Беляев А. В. Противоаварийная автоматика в узлах нагрузки с синхронными электродвигателями большой мощности. — 4-е изд., перераб. и доп. — СПб.: ПЭИПК, 2007.
16. Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А. Основы автоматики энергосистем. — М.: Энергоиздат, 1981.
17. Шабад М. А. Делительные защиты, установленные на электростанциях небольшой мощности, работающих в энергосистеме. — М.: Энергия, 1967.
18. Шабад М. А. Защита генераторов малой и средней мощности. — М.: Энергия, 1973.
19. Байтер И. И. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций. — М.: Энергия, 1975.
20. Небрат И. Л., Полесицкая Т. П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учеб. пособие. — СПб.: ПЭИПК, 2005. Ч. 1, 2.
21. Беляева Е. Н. Как рассчитать ток короткого замыкания. — М.: Энергоатомиздат, 1983.

22. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. — М.: Энергия, 1970.
23. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. — М.: Энергоиздат, 1981.
24. Автоматизация энергетических систем / А. Д. Дроздов, А. С. Засыпкин, А. А. Аллилуев, М. М. Савин. — М.: Энергия, 1977.
25. Электротехнический справочник. Т. 3, кн. 2 / Под общ. ред. П. Г. Грудинского, А. В. Нетушила, Г. Н. Петрова и др. — М.; Л.: Энергия, 1966.
26. Электротехнический справочник. Т. 3, кн. 1 / Под общ. ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. — М.: Энергоиздат, 1982.
27. Павлов Г. М., Меркурьев Г. В. Автоматика энергосистем. — СПб.: Центр подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001.
28. Барзам А. Б. Системная автоматика. — М.: Энергоатомиздат, 1989.
29. Гизила Е. П. Расчет устройств автоматики энергосистем. — Киев: Техніка, 1969.
30. Баркан Я. Д., Орехов Л. А. Автоматизация энергосистем. — М.: Высш. шк., 1981.
31. Овчаренко Н. И. Микропроцессорная автоматика синхронных генераторов и компенсаторов. — М.: НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2004.
32. Микропроцессорный автоматический синхронизатор АС-М2: Техническое описание и инструкция по эксплуатации АСНЛ421243.001 ТО. — М.: ООО АСУ-ВЭИ, 2005.
33. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. — М.: Высш. шк., 1978.
34. Соловьев И. И. Автоматические регуляторы синхронных генераторов. — М.: Энергоиздат, 1981.
35. Беркович М. А., Гладышев В. А., Семенов В. А. Автоматика энергосистем. — М.: Энергия, 1980.
36. Методические указания по устойчивости энергосистем. — М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004.
37. Филин Л. Л. Режимы работы и совершенствование средств релейной защиты систем автономного электроснабжения объектов газовой промышленности: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — М.: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина, 2009.
38. ГОСТ 29328—92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия. — М.: Изд-во стандартов, 1992.
39. Беляев А. В., Шмурьев В. Я., Эдлин М. А. Проблемы параллельной работы ЭСН КС с энергосистемой // Газовая промышленность. 2004. № 7.
40. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Окин А. А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. — М.: Энергоатомиздат, 1990.
41. Овчаренко Н. И. Автоматика энергосистем. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
42. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем. — М.: Энергия, 1979.
43. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. — М.: Высш. шк., 1985.
44. Юрганов А. А., Кожевников В. А. Регулирование возбуждения синхронных генераторов. — СПб.: Наука, 1996.
45. ГОСТ 21558—88. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия. — М.: Изд-во стандартов, 1988.

# Содержание

Часть первая	
Предисловие . . . . .	3
<b>ГЛАВА ПЕРВАЯ. Особенности привода генераторов от ГТУ и ДВС и их влияние на работу электрической части электростанции . . . . .</b>	<b>7</b>
<b>ГЛАВА ВТОРАЯ. Главные схемы электрических соединений электростанций. Размещение устройств защиты и противоаварийной автоматики . . . . .</b>	<b>17</b>
2.1. Одноагрегатные электростанции . . . . .	17
2.2. Многоагрегатные электростанции со сборными шинами генераторного напряжения при наличии связи с энергосистемой через примыкающую подстанцию 35 (110, 220)/6 (10) кВ . . . . .	20
2.3. Многоагрегатные электростанции со сборными шинами при наличии связи с энергосистемой через линии электропередачи генераторного напряжения . . . . .	33
2.4. Многоагрегатные электростанции со сборными шинами генераторного напряжения при отсутствии связи с энергосистемой . . . . .	37
2.5. Блочные электростанции . . . . .	39
<b>ГЛАВА ТРЕТЬЯ. Особенности выполнения защит и противоаварийной автоматики . . . . .</b>	<b>46</b>
3.1. Выполнение МТЗ генераторов . . . . .	46
3.2. Выполнение защит линий, отходящих от шин генераторного напряжения . . . . .	47
3.3. Логическая защита линий . . . . .	49
3.4. Выполнение защит шин генераторного напряжения . . . . .	50
3.5. Организация защит от ОЗЗ на электростанциях со сборными шинами генераторного напряжения . . . . .	56
3.6. Защита минимального напряжения . . . . .	59
3.7. Автоматика быстрой разгрузки станции . . . . .	62
3.8. Автоматическая частотная разгрузка . . . . .	65
3.9. Делительная автоматика на электростанциях, работающих параллельно с энергосистемой . . . . .	66
3.10. АВР на электростанции и прилегающей подстанции энергосистемы . . . . .	70
3.11. АПВ питающих линий . . . . .	78
Список литературы . . . . .	81

## **Библиотечка электротехника**

*Приложение к производственно-массовому журналу «Энергетик»*

### **БЕЛЯЕВ АНАТОЛИЙ ВЛАДИМИРОВИЧ**

**Защита, автоматика и управление на электростанциях малой энергетики (часть 1)**

#### **АДРЕС РЕДАКЦИИ**

115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

Тел. (495) 675-19-06, тел./факс 234-74-21

---

Редакторы: Л. Л. Жданова, Н. В. Ольшанская

Худож.-техн. редактор Т. Ю. Андреева

Корректор Е. П. Севостьянова

---

Сдано в набор 12.05.10. Подписано в печать 23.06.10.

Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Печать офсетная.

Печ. л. 5,25. Заказ БЭТ/06(138)-2010

Макет выполнен издательством «Фолиум»: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Отпечатано типографией издательства «Фолиум»: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

# Журнал «Энергетика за рубежом»

Приложение к журналу «Энергетик»

Подписывайтесь на специальное приложение к журналу «Энергетик» — **«Энергетика за рубежом»**. Это приложение выходит **один раз в два месяца**.

Журнал «Энергетика за рубежом» знакомит читателей с важнейшими проблемами современной зарубежной электроэнергетики:

- развитие и надежность энергосистем и энергообъединений;
- особенности и новшества экономических и рыночных отношений в электроэнергетике;
- опыт внедрения прогрессивных технологий в энергетическое производство;
- модернизация и реконструкция (перемаркировка) оборудования электростанций, электрических и тепловых сетей;
- распространение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;
- энергосбережение, рациональное расходование топлива и экологические аспекты энергетики.

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **«ПРЕССА РОССИИ»**. Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.

Подписной индекс журнала «Энергетика за рубежом» — приложения к журналу «Энергетик»

**87261**

## Об авторе



**Анатолий Владимирович Беляев** — кандидат технических наук, доцент кафедры «Релейная защита и автоматика электрических станций, сетей и энергосистем» Петербургского энергетического института повышения квалификации руководящих работников и специалистов Минпромэнерго РФ (ПЭИПК). Работает в ДООО «Оргэнергогаз» (г. Санкт-Петербург) в должности начальника Инженерно-технического управления РЗА и АСУ-Э.

Автор более 70 печатных изданий по вопросам РЗА и АСУ-Э, в том числе книг «Вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА», «Противоаварийная автоматика в узлах нагрузки с синхронными электродвигателями большой мощности», «Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ».

За электростанциями малой энергетики —  
большое будущее.