



**В.С. БОГОМОЛОВ**

**Учебник**

# **СУДОВЫЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ИХ ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

**Издательство "МИР"**



УЧЕБНИКИ И УЧЕБНЫЕ ПОСОБИЯ ДЛЯ СТУДЕНТОВ  
СРЕДНИХ СПЕЦИАЛЬНЫХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

**В. С. БОГОМОЛОВ**

# **СУДОВЫЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ИХ ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

Допущено Федеральным агентством по рыболовству  
в качестве учебника для студентов и курсантов,  
обучающихся в средних профессиональных учебных заведениях  
системы рыбохозяйственного комплекса по специальностям  
1804 (190501) Эксплуатация транспортного электрооборудования и  
автоматики (по видам транспорта),  
2409 (190502) Эксплуатация транспортных энергетических установок  
(по видам транспорта)



Москва «Мир» 2006

УДК 629.12. 066: 621.311  
ББК 39.459  
С 91

Редактор: С. Н. Шестак

Рецензенты: Балтийский военно-морской институт (проф., д-р техн. и физико-математ. наук И. Ф. Писаревский); Волго-Каспийский морской рыбопрмышленный колледж (И. П. Комарова).

*Издание осуществлено при организационной и финансовой поддержке  
Федерального государственного образовательного учреждения  
«Центральный учебно-методический кабинет по  
рыбохозяйственному образованию» (ЦУМК) Федерального агентства  
по рыболовству*

**Богомолов В. С.**

С91 Судовые электроэнергетические системы и их эксплуатация: — М.: Мир, 2006. — 320 с.: ил. (Учебники и учебные пособия для средних профессиональных учебных заведений).

ISBN 5-03-003767-5

Приведены основные сведения об электроэнергетических системах и установках современных рыбопромысловых судов. Большое внимание уделено валогенераторным установкам, современным методам управления и автоматизации режимов, их эксплуатации.

Для студентов и курсантов, обучающихся в средних профессиональных учебных заведениях системы рыбохозяйственного комплекса.

УДК 629.12.066:621.311  
ББК 39.459

ISBN 5-03-003767-5

© Издательство «Мир», 2006

## ПРЕДИСЛОВИЕ

---

Судовые электроэнергетические системы представляют собой сложный комплекс технических средств, задачей которого является производство и распределение электроэнергии.

Судовые специалисты, занимающиеся эксплуатацией таких систем и электроэнергетических установок, должны оперативно принимать решения в условиях изменяющихся условий эксплуатации, смены режимов отдельных агрегатов и автоматических устройств. Эти обстоятельства обуславливают повышение требований к уровню профессиональной подготовки судовых электромехаников с целью обеспечения надежной работы технических средств и живучести судна в целом.

В учебнике отражен современный уровень построения судовых электроэнергетических систем и установок, изложены новые подходы к оптимизации и компьютеризации эксплуатационных режимов на современных и перспективных промысловых судах.

Большое внимание уделено системам автоматического регулирования напряжения и частоты, автоматическим комплексам, управляющим работой электроэнергетических систем, вопросам эксплуатации систем и их отдельных агрегатов.

Содержание учебника направлено на формирование у студентов и курсантов знаний основ технической эксплуатации судового электрооборудования. Порядок изложения материала принят в соответствии с логической последовательностью изучения разделов курса и предполагает наличие у студентов и курсантов обязательной общетехнической подготовки.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ**

---

СЭСС	—	судовые электроэнергетические системы
П	—	потребители электроэнергии
СЭС	—	судовая электрическая станция
Г	—	генератор электроэнергии
ГА	—	генераторный агрегат
ПД	—	приводные двигатели
МГДГ	—	магнитогидродинамические,
ТЭГ	—	термоэлектрические,
ГЭМГ	—	термоэмиссионные,
ЭХГ	—	электрохимические генераторы
СГ	—	синхронный генератор
АРН	—	автоматический регулятор напряжения
САРН	—	система автоматического регулирования напряжения
ССГ	—	генератор с самовозбуждением
БСГ	—	бесщеточный синхронный генератор
ВЭД	—	волновые электродвигатели
ВГУ	—	валогенераторные установки
ГРЩ	—	главный распределительный щит
САРН	—	система автоматического регулирования напряжения
САРЧ	—	система автоматического регулирования частоты вращения

### 1.1. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ, КЛАССИФИКАЦИЯ И СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ СЭЭС

Судовой электроэнергетической системой называется совокупность электротехнических устройств, объединенных процессом производства, преобразования и распределения электроэнергии, предназначенных для питания судовых приемников П (потребителей) электроэнергии. Из этого определения следует, что СЭЭС состоит из следующих элементов (рис. 1.1): источников электрической энергии (генераторов электроэнергии Г с их приводными двигателями ПД), линий электропередачи, главного ГРЩ и вторичных РЩ электrorаспределительных щитов, преобразователей электроэнергии ПЭ, электrorаспределительного щита питания с берега РЩПБ.

Особенности построения СЭЭС и режимы ее работы тесно связаны с требованиями, определяемыми потребителями электрической энергии. В качестве источников электрической энергии на судах применяют генераторы переменного и постоянного тока с приводом от паровых турбин или дизелей (реже от газовых турбин), а также аккумуляторные батареи. В перспективе на судах могут найти применение генераторы прямого преобразования тепловой и химической энергии в

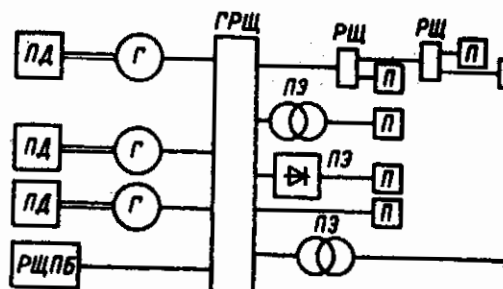


Рис. 1.1. Структурная электрическая схема СЭЭС с одной электростанцией.

электрическую, например магнитогидродинамические (МГДГ), термоэлектрические (ТЭГ), термоэмиссионные (ТЭМГ) и электрохимические (ЭХГ) генераторы.

Линии электропередачи в СЭЭС обычно выполняют с помощью кабелей или в виде шинопроводов. Электрораспределительные щиты служат для подключения линий электропередачи.

В качестве преобразователей электрической энергии используют электромашинные агрегаты, трансформаторы, выпрямители, инверторы и др.

Электрораспределительный щит, к которому подключают источники электрической энергии и силовую электрическую сеть, называют главным распределительным щитом (ГРЩ).

Совокупность источников электрической энергии с их ГРЩ называют судовой электрической станцией (СЭС).

Совокупность линий электропередачи с электрораспределительными щитами называют электрической сетью.

Структурные схемы СЭЭС зависят от назначения, архитектуры и особенностей эксплуатации судна, типа его энергетической установки и других факторов. СЭЭС можно классифицировать в основном по двум признакам: по количеству электростанций, входящих в состав СЭЭС, и по связи СЭЭС с главной энергетической установкой судна.

По первому признаку СЭЭС делят на системы с одной и несколькими электростанциями.

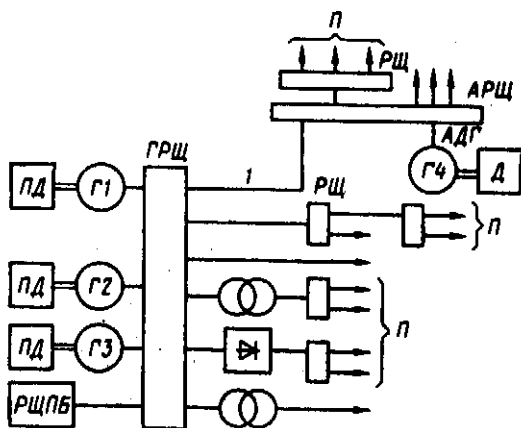
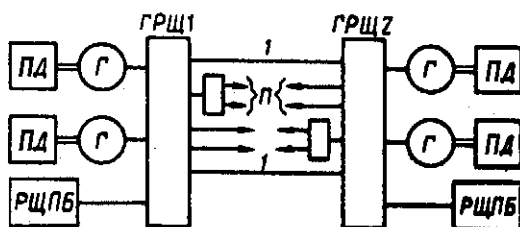


Рис. 1.2. Структурная электрическая схема СЭЭС, состоящей из основной и аварийной электростанций:

1 – перемычка.



**Рис. 1.3.** Структурная электрическая схема СЭЭС с двумя основными электростанциями:  
1 — перемычка.

По второму признаку СЭЭС делят на автономные, с отбором мощности от главной судовой энергетической установки, и единые, объединенные с СЭУ.

Аварийная электростанция состоит из аварийных дизель-генератора АДГ (с приводом Д) и распределительного щита АРЩ.

На небольших сухогрузных судах внутреннего и морского прибрежного плавания допускают применение СЭЭС с одной электростанцией (см. рис. 1.1). На пассажирских, нефтеналивных, научно-исследовательских (независимо от их размеров) и крупных сухогрузных судах применяют СЭЭС, состоящие из одной основной и одной аварийной электростанций (рис. 1.2).

Возможно применение СЭЭС двумя основными электростанциями (рис. 1.3), если их размещение отвечает требованиям обеспечения живучести СЭЭС и судна.

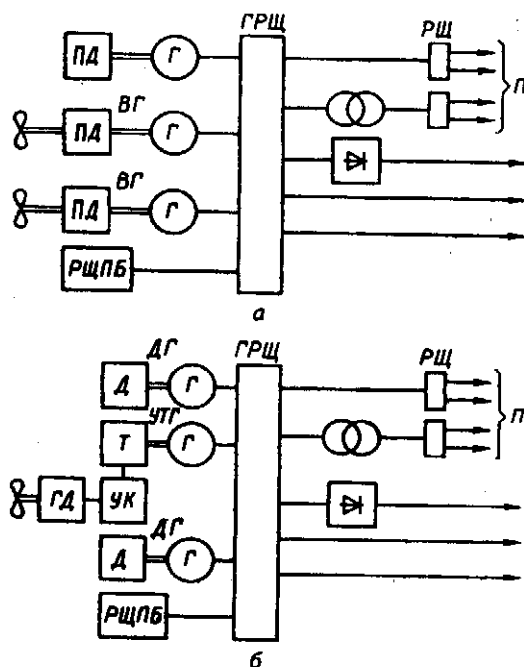
В общем случае к основной электростанции СЭЭС относят станцию, которая обеспечивает работу судна во всех нормальных эксплуатационных режимах.

Аварийной называют электростанцию, которая обеспечивает эксплуатацию судна при выходе из строя основной (основных) электростанции. Ее размещают в помещении, находящемся выше главной палубы.

Между электростанциями СЭЭС могут быть одна или две линии электропередачи (перемычки 1) для передачи электроэнергии от основной электростанции к аварийной или между основными электростанциями (см. рис. 1.2 и 1.3).

В СЭЭС имеется один (или два) электрораспределительный щит питания с берега (РЩПБ) для приема электроэнергии от береговой электросети при стоянке в порту или от другого судна. В некоторых случаях допускают передачу электроэнергии с судна в береговую электросеть или на другое судно.



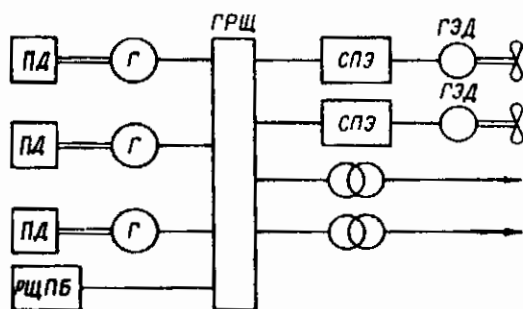


**Рис. 1.4.** Структурные электрические схемы СЭЭС с отбором мощности от главной энергетической установки:  
 а — с ВГ; б — с УТГ (ГД — главный двигатель; УК — утилизационный котел).

Если в качестве источников электроэнергии в СЭЭС используют дизель-генераторы (ДГ) или турбогенераторы (ТГ), то такую систему называют автономной. Из возможных вариантов схем автономных СЭЭС наиболее часто применяют схему, приведенную на рис. 1.2.

Если в составе СЭЭС имеются ТГ, то наряду с ними всегда устанавливают и ДГ (в качестве резервных, стояночных или аварийных источников электроэнергии), так как турбогенераторы работают лишь тогда, когда функционирует котельная установка (обычно в ходовых режимах). Кроме того, ТГ по сравнению с ДГ требуют значительно больше времени для ввода их под нагрузку из «холодного» состояния.

Наибольшее распространение получила механическая, например зубчатая, передача как самая надежная, простая и дешевая (рис. 1.4, а). В этом случае электрические генераторы называют валогенераторами (ВГ). Валогенераторы применяют как на теплоходах, так и на пароходах. В настоящее время их широко применяют на судах с винтом регулируемого шага (ВРШ). Турбогенераторы, использующие энергию выпускных



**Рис. 1.5.** Структурная электрическая схема единой СЭЭС:  
СПЗ – силовой полупроводниковый преобразователь электроэнергии.

газов главного дизеля или газовой турбины с помощью утилизационного котла (рис. 1.4, б), называют утилизационными турбогенераторами (УТГ). Эти генераторы применяют только на теплходах и газотурбоходах.

Если для привода одного или нескольких электрических генераторов используют турбины или дизели главной энергетической установки и (или) турбины, утилизирующие теплоту выпускных газов главных дизелей или газовых турбин, то такие СЭЭС называют системами с отбором мощности от энергетической установки. Связь между генератором и турбиной (или дизелем) может быть механической, гидравлической и др.

Валогенераторные системы являются системами непосредственного отбора мощности, а утилизационные турбогенераторные — системами косвенного отбора мощности. Существуют электроэнергетические системы, которые имеют и ВГ и ТГ отбора мощности.

Основным недостатком систем отбора мощности является зависимость их работы от частоты вращения главного двигателя, поэтому применение СЭЭС с ВГ и УТГ целесообразно на тех судах, которые почти все ходовое время имеют постоянную или с незначительными колебаниями скорость.

Использование ВГ или УТГ дает возможность сократить время работы автономных источников электроэнергии (ДГ или ТГ) и уменьшить эксплуатационные расходы. Возможно также уменьшение количества автономных источников и сокращение строительной стоимости СЭЭС, особенно при применении валогенераторов. Использование УТГ и соответствующих им утилизационных паровых котлов связано с увеличением строительной стоимости и может быть оправдано только в случае их окупаемости (в течение нескольких лет) за счет снижения эксплуатационных расходов.

Судовую электроэнергетическую систему, объединенную с главной энергетической установкой, обеспечивающей движение судна, называют единой (рис. 1.5). В нее входят и гребные электродвигатели

(ГЭД), вращающие гребные винты и обеспечивающие ход судна. Единые СЭЭС применяют на самоходных плавучих кранах, земснарядах и других судах технического флота, а также на некоторых ледоколах, промысловых и других судах, где удается совместить требования, предъявляемые к ГЭУ и автономным СЭЭС. Мощность единой СЭЭС обычно в 5—10 раз больше мощности автономных СЭЭС или СЭЭС с отбором мощности от СЭУ.

Из всех перечисленных типов СЭЭС наибольшее применение на судах находят автономные СЭЭС.

По способу управления СЭЭС подразделяют на три группы, различающиеся объемом автоматизации:

СЭЭС и энергетическая установка эксплуатируются с постоянной вахтой в машинном отделении (без знака автоматизации);

СЭЭС и энергетическая установка эксплуатируются без постоянной вахты в машинном отделении, но с постоянной вахтой одного оператора в помещении центрального поста управления (знак автоматизации А2 Регистра РФ);

СЭЭС и энергетическая установка эксплуатируются без постоянной вахты в центральном посту управления (знак автоматизации А1 Регистра РФ).

## **1.2. УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ, РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ПОКАЗАТЕЛИ СЭЭС**

Условия эксплуатации системы (устройства) определяются совокупностью значений физических величин, характеризующих внешние факторы, которые воздействуют на систему (устройство).

В процессе эксплуатации судовое электрооборудование подвергается воздействию следующих факторов: бортовой и килевой качки судна, зависящей от состояния поверхности моря (штиль, волнение, шторм); вибрации корпуса судна, зависящей в основном от равномерности и частоты вращения главного двигателя, количества лопастей и частоты вращения гребного винта; ударных сотрясений корпуса судна, возникающих в результате ударов волн, льдин или других предметов; длительного крена или дифферента судна, зависящих от размещения груза или затопления отсеков; высокой относительной влажности и высокой температуры воздуха во многих помещениях судна, особенно в машинном отделении, на камбузах и т. п.; паров топлива и масел, особенно в машинных отделениях; воды, обледенения, солнечной радиации (на открытых палубах и переборках).

Влияние указанных факторов учитывают при проектировании СЭЭС и создании ее элементов.

Условием работы системы (устройства) является совокупность значений параметров (мощности, тока, напряжения, частоты сопротивления и др.), характеризующих работу системы (устройства) в данный момент времени при заданных условиях эксплуатации.

Состояние системы (устройства), характеризующее условиями работы с учетом их длительности, значений и характера нагрузки, а также множеством различных процессов, называют режимом работы системы (устройства). Различают нормальный и ненормальный режимы работы СЭЭС.

Нормальным режимом работы СЭЭС называют режим, в котором ее функционирование осуществляется при заданных условиях работы.

Ненормальным режимом работы СЭЭС называют режим, не соответствующий заданным условиям работы (например, режим короткого замыкания, перегрузки, недопустимое снижение напряжения, частоты и др.). Ненормальный режим работы СЭЭС является аварийным, если он связан с опасностью для жизни людей или с большим материальным ущербом. К аварийным режимам СЭЭС относится, например, режим короткого замыкания.

Электромеханические, электромагнитные и другие процессы, происходящие в СЭЭС, характеризуют параметрами режима и параметрами структуры системы.

К первым относятся мощность, ток, напряжение, частота и т. п., ко вторым — активные и реактивные сопротивления, инерционные постоянные и т. д.

Для СЭЭС характерны установившиеся и переходные режимы.

Установившимся режимом системы называют режим, характеризующийся постоянными значениями ее параметров или очень медленными их изменениями в заданных пределах.

Переходным режимом системы называют режим, возникающий при быстром изменении ее параметров и характеризующий переход от одного установившегося режима к другому.

В переходных режимах системы рассматривают переходные процессы, которые связаны с изменением параметров ее элементов. Например, режим короткого замыкания в СЭЭС вызывается резким уменьшением сопротивления цепи, на которую работают генераторы, т. е. изменением параметров системы, а результатом короткого замыкания является резкое изменение тока и напряжения в СЭЭС, т. е. ее параметров режима. Различают нормальные, аварийные и послеаварийные переходные процессы. Следует заметить, что понятие «режим» более широкое, чем понятие «процесс»: режим может включать в себя несколько процессов (электромеханические, электромагнитные, тепловые и др.). Обычно эти два понятия отождествляют.

Нормальные переходные процессы в СЭЭС имеют место при пуске или отключении электродвигателей, подключении и отключении генераторов и т. д. Аварийные переходные процессы возникают при переходе от начального установившегося режима к аварийному (короткое замыкание, внезапное отключение генератора и др.) и сопровождаются резким изменением параметров системы.

Послеаварийные переходные процессы возникают при переходе от аварийного режима к послеаварийному установившемуся режиму.

Переходный процесс от одного режима к другому называют простым переходом, например от начального к аварийному или от аварийного к послеаварийному.

Переходный процесс, охватывающий более двух режимов, называют сложным (например, переход от начального к аварийному и далее к послеаварийному режиму).

Судовую электроэнергетическую систему, как любое изделие, можно характеризовать как качественно, так и количественно путем оценки ее свойств. Совокупность свойств изделия, обуславливающих его пригодность по назначению, называют качеством изделия.

Для оценки качества изделия его свойства характеризуют количественными показателями. Когда показатель качества отражает одно свойство, то его называют единичным. Если показатель качества отражает несколько свойств изделия, его называют комплексным.

Качество СЭЭС характеризуется следующими показателями: назначения, надежности, живучести, безопасности, экономическими, стандартизации и унификации, массы, габаритных размеров, шума, радиопомех, технологичности, объема автоматизации.

Основным показателем назначения СЭЭС является бесперебойность функционирования и обеспечение непрерывности процесса получения, преобразования и распределения электроэнергии. Показатели назначения зависят от правильности выбора схемы и элементов СЭЭС применительно к ее режимам работы и условиям эксплуатации.

Надежность СЭЭС — это способность системы сохранять свои свойства, необходимые для выполнения заданного назначения в течение требуемого промежутка времени при нормальных условиях ее эксплуатации. Надежность трактуют как сложное свойство, включающее в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость.

Безотказность — свойство системы сохранять работоспособность в заданном интервале времени при нормальных условиях эксплуатации. Безотказность является основным и определяющим свойством, обеспечивающим высокую надежность системы.

Ремонтпригодность (восстанавливаемость) — приспособленность системы к предупреждению, обнаружению и устранению отказов.

Долговечность — способность системы к длительной эксплуатации при необходимом техническом обслуживании, в которое могут входить и различные виды ремонтов.

Сохраняемость — свойство системы сохранять свои эксплуатационные показатели при хранении в соответствии с требованиями, изложенными в технической документации.

Отказ — это событие, после возникновения которого система утрачивает способность выполнять заданное назначение (т. е. теряет свою работоспособность).

Живучесть СЭЭС — это способность системы сохранять свои свойства, необходимые для выполнения заданного назначения (хотя бы при пониженной эффективности ее работы) при наличии воздействий (пожаров, затоплений, сотрясений, взрывов, радиации и пр.), не предусмотренных условиями нормальной эксплуатации.

Безопасность СЭЭС — способность системы функционировать, не приходя в опасные состояния, угрожающие здоровью и жизни людей или наносящие другой ущерб в больших масштабах (для СЭЭС, судна, окружающей среды).

Требования безопасности СЭЭС предписывают, что отказы оборудования или ошибки обслуживающего персонала не должны приводить к такому состоянию системы, которое нарушало бы ее безопасность (безопасное состояние). Известно, что функционирование СЭЭС связано с возможностью поражения током обслуживающего персонала, пожаро- и взрывоопасностью. Поэтому при создании СЭЭС и их элементов следует учитывать показатели, характеризующие степень безопасности их обслуживания, пожаро- и взрывоопасности.

Высокая надежность, живучесть и безопасность СЭЭС должны обеспечиваться с учетом всех возможных воздействий (электрических, механических и др.) как на систему в целом, так и на ее элементы. Для этого в СЭЭС используют составные элементы, имеющие требуемые безотказность и восстанавливаемость, применяют резервирование элементов и соответствующие связи между ними, предусматривают надлежащее размещение элементов и связей. Повышения долговечности достигают некоторым снижением удельных нагрузок, применением материалов, имеющих высокую износостойкость, соответствующей защитой от внешних воздействий.

Качество электроэнергии в СЭЭС определяют на основании расчетов установившихся и переходных процессов, которые могут иметь место при включении и отключении потребителей, включении генераторов на параллельную работу, изменении режима работы СЭУ и т. п.

Экономические показатели СЭЭС связаны с капитальными затратами на ее изготовление (строительной стоимостью) и эксплуатационными расходами.

Строительная стоимость СЭЭС складывается из стоимости составляющих ее элементов, затрат на выполнение электромонтажных работ, наладку, испытание и сдачу системы в действие. Снижения строительной стоимости достигают увеличением серийности, применением широкой унификации и типизации, отказом от использования дорогостоящих материалов и др.

Эксплуатационные расходы связаны с расходом топлива и смазочных материалов, запасных частей и др., выполнением технического обслуживания и ремонтных работ. Эти расходы можно снизить путем оптимизации режимов работы и повышения КПД всех элементов СЭЭС, а также за счет уменьшения численности экипажей судов и трудозатрат на техническое обслуживание и ремонты.

Показатели стандартизации и унификации характеризуют степень использования в СЭЭС стандартизированных, унифицированных и типовых устройств, блоков, модулей и других составных элементов. Эти показатели выражаются с помощью коэффициентов стандартизации, применяемости и повторяемости, с повышением которых улучшаются экономические показатели СЭЭС.

Массогабаритные показатели дают возможность выполнить сравнительную оценку различных вариантов СЭЭС. Снижения массы и габаритных размеров СЭЭС достигают путем правильного выбора схем, рода тока, напряжения, частоты и других номинальных параметров системы, а также выбора в ее элементах конструктивных, проводниковых, магнитных и изоляционных материалов.

Часть судового электрооборудования создает помехи для судовых радиотехнических средств (радиопомехи), для снижения которых применяют экранирование элементов СЭЭС, устанавливают дроссельно-конденсаторные фильтры и др.

Уровень шума в судовых помещениях, в которых находится вахтенный персонал, допускается в пределах от 60 до 80 дБ. Снижения шума, создаваемого судовым электрооборудованием, достигают путем балансировки роторов электрических машин, повышения прочности корпусов, усиления лап крепления к фундаментам и др. Для уменьшения шума и вибраций и повышения ударостойкости некоторые элементы СЭЭС устанавливают на амортизаторах.

Показатели технологичности характеризуют соответствие СЭЭС прогрессивным методам производства судовых электромонтажных работ, а также технологическим процессам и рациональным методам технического обслуживания и ремонта. Улучшение этих показателей

уменьшает строительную стоимость СЭЭС и снижает эксплуатационные расходы.

Элементы СЭЭС характеризуют эстетическими показателями, которые учитывают их внешний вид.

Некоторые устройства, входящие в состав СЭЭС (пульты, ГРЩ и др.), характеризуют эргономическими показателями, определяющими степень приспособленности этих устройств для обслуживания человеком-оператором.

Определение объема автоматизации СЭЭС обычно осуществляют на основании отдельных технико-экономических расчетов с выявлением влияния ее на надежность электроснабжения судна и качество электроэнергии в СЭЭС, на эксплуатационные расходы и др.

Требования, предъявляемые к СЭЭС и ее элементам, в некоторой степени являются противоречивыми в реализации. Например, повышение надежности СЭЭС увеличивает ее строительную стоимость, но снижает эксплуатационные расходы; повышение КПД и снижение уровня шума генераторных агрегатов связано с увеличением их массы и габаритных размеров и т. п. Поэтому при проектировании СЭЭС и ее элементов приходится принимать компромиссные решения на основе сравнения ряда вариантов. При этом всегда отдают приоритет показателям надежности, живучести и безопасности СЭЭС. Снижение строительной стоимости, эксплуатационных расходов, массы, габаритных размеров, шума не может быть реализовано в ущерб надежности, живучести и безопасности СЭЭС. Приоритет различных показателей СЭЭС зависит от типа и назначения судна.

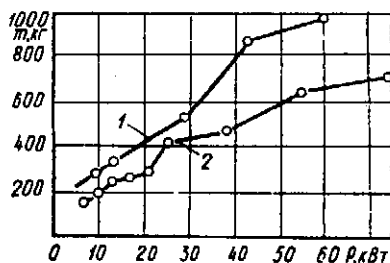
Для транспортных судов существенное значение имеют экономические показатели, для научно-исследовательских судов большое значение имеют показатели шума и радиопомех, для судов на подводных крыльях и воздушной подушке существенное значение имеют массогабаритные показатели.

Окончательную оценку показателей СЭЭС осуществляют на основе системного подхода, при котором ее рассматривают в качестве подсистемы в составе более сложной системы — СЭУ и судна в целом. При этом решения, принимаемые при разработке СЭЭС, оценивают по показателям, характеризующим СЭУ и судно. Основным из них является наибольшая эффективность эксплуатации судна при наименьших затратах на его строительство и эксплуатацию.

### **1.3. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СЭЭС**

Род тока, напряжение и частота являются основными параметрами СЭЭС. Они определяют надежность и экономичность работы и усло-





**Рис. 1.6.** Зависимость массы электродвигателей постоянного (1) и переменного (2) тока от их мощности при частоте вращения 1000 об/мин.

вия эксплуатации судового электрооборудования, а также обеспечивают требуемые режимы работы электрифицированных судовых механизмов и устройств. При выборе указанных параметров осуществляют всесторонний анализ показателей, определяющих рациональный выбор параметров электрических установок для судов разных типов. Род тока, напряжение и частота предопределяют массу и габаритные размеры основного электрооборудования судна: источников

электроэнергии, электродвигателей, пусковой и коммутационной аппаратуры, электrorаспределительных щитов и электрических сетей. Эти параметры также определяют безопасность обслуживания электрооборудования в условиях судна.

**Род тока.** Важнейшим фактором, от которого зависят особенности СЭЭС, является род тока (постоянный или переменный). Опыт строительства судов показывает, что в начале развития электрификации предпочтение отдавалось постоянному току. Объясняется это тем, что электрические приводы постоянного тока по пусковым, тормозным и регулировочным свойствам имели в то время значительные преимущества перед электрическими приводами переменного тока. С увеличением степени электрификации судов все заметнее стали проявляться недостатки, свойственные судовому электрооборудованию на постоянном токе.

Из опыта эксплуатации машин постоянного тока известно, что повреждения в коллекторе и щеточном аппарате часто приводят к нарушениям нормальной работы электрических машин. Установлено, что около 40% повреждений электродвигателей связано с неисправностью коллектора и щеточного аппарата. Из-за наличия коллектора масса и габаритные размеры двигателей постоянного тока значительно превышают эти показатели для асинхронных двигателей (АД) (рис. 1.6).

Масса двигателей постоянного тока больше массы АД той же мощности на 30–40%, при этом габаритные размеры двигателей постоянного тока больше габаритных размеров АД примерно на 20–30%. Из-за сложности конструкции двигателей постоянного тока их стоимость значительно (в 2–3 раза) выше стоимости АД. Электроприводы постоянного тока имеют более сложные аппараты управления, чем электроприводы переменного тока. Это весьма важный фактор, если учесть,

что аппаратура в системе электропривода более уязвима с точки зрения надежности и требует большего ухода, чем другие элементы.

Электрораспределительные щиты переменного тока по сравнению с электрораспределительными щитами постоянного тока имеют несколько большие массу, габаритные размеры и стоимость, поскольку они выполняются трехфазными. Линии электропередачи постоянного тока выполняются одножильными или двухжильными кабелями, а линии электропередачи переменного тока — в основном трехжильными кабелями. При этом суммарная масса и стоимость линий электропередачи на переменном токе несколько больше, чем аналогичные показатели линий электропередачи на постоянном токе. Надежность, живучесть и другие показатели электрораспределительных щитов и линий электропередачи на постоянном и переменном токе примерно одинаковы.

Известно также, что сопротивление изоляции судовой сети переменного тока после длительной эксплуатации составляет 1–5 мОм, а в установках постоянного тока в аналогичных условиях оно поддерживается в пределах 20–50 кОм. Это объясняется, в частности, тем, что в системах постоянного тока сеть освещения электрически не отделена от силовой сети, поэтому низкое сопротивление изоляции сети освещения непосредственно сказывается на общем состоянии изоляции судовой сети.

Существенно также то, что при использовании переменного тока на судах облегчается комплексная поставка оборудования с приводными электродвигателями, а также достигается большая унификация судового и промышленного электрооборудования, упрощается питание судов с берега, где переменный ток является основным родом тока.

Таким образом, электрооборудование переменного тока имеет ряд преимуществ перед электрооборудованием постоянного тока и прежде всего значительно большую надежность (в основном из-за простоты конструкции АД). Поэтому была признана целесообразность его применения на судах морского и речного флота.

Появление многоскоростных АД в значительной степени облегчило решение задачи регулирования частоты вращения многих судовых электроприводов. Такие двигатели обеспечивают регулирование частоты вращения ступенями (например, с соотношениями 2 : 1, 3 : 1, 4 : 2 : 1 и др.).

Электроприводы, требующие плавного регулирования, выполняют с применением двигателей постоянного тока при включении по схеме выпрямитель-двигатель или генератор-двигатель.

Развитие полупроводниковой техники позволило создать достаточно простые и надежные системы стабилизации напряжения судовых

СГ. Управляемые и неуправляемые полупроводниковые выпрямители дали возможность обеспечить питанием те электрические установки, для которых необходим постоянный ток. На основе этих выпрямителей созданы бесконтактные реле, коммутационные и защитные аппараты, статические выпрямители, инверторы и преобразователи частоты, имеющие существенные преимущества по сравнению с контактной аппаратурой и электромашинными преобразователями.

Гидравлические передачи также достигли высокой степени совершенства и позволили обеспечить требуемый диапазон регулирования скорости движения механизмов, оборудованных электроприводами переменного тока.

Созданы комбинированные автоматические системы стабилизации частоты вращения приводных двигателей генераторов, обладающие значительно более высокими техническими показателями, чем механические регуляторы, и обеспечивающие пропорциональное распределение нагрузки между параллельно работающими ГА.

В СЭЭС переменного тока (в отличие от СЭЭС постоянного тока) имеются возможности:

- преобразовывать напряжение с помощью трансформаторов;
- разделять СЭЭС с помощью трансформаторов на отдельные электрически не связанные части (например, на силовую и осветительную сети);
- получать электроэнергию от береговой сети без промежуточных преобразователей;
- применять более высокое напряжение без ухудшения надежности;
- повышать уровень унификации судового электрооборудования с промышленным.

Применение постоянного тока оказывается целесообразным лишь на судах, где в качестве основного источника электроэнергии используются аккумуляторные батареи.

В перспективе по мере развития генераторов прямого преобразования тепловой и химической энергии в электрическую можно ожидать расширения степени использования постоянного тока на судах.

В некоторых случаях на судах используют два рода тока, когда одна часть потребителей получает питание от сети постоянного тока, а другая — от сети переменного тока.

**Номинальное напряжение.** Согласно Правилам Регистра СССР в СЭЭС допускают применение следующих номинальных напряжений; для постоянного тока — 12; 24; 110 и 220 В; для переменного тока — 12;

24; 36; 127; 220 и 380 В. Применение в СЭЭС более высоких напряжений является предметом специального рассмотрения Регистром РФ.

При выборе значения номинального напряжения следует учитывать влияние его на все основные показатели СЭЭС и ее отдельных элементов. Надежность СЭЭС и ее элементов обеспечивают выбором изоляционных, магнитных и проводниковых материалов соответствующих свойств и размеров. Масса, габаритные размеры и стоимость СЭЭС и ее элементов существенно зависят от напряжения, тока и мощности.

При данной мощности и применении различного напряжения электрических машин и трансформаторов объем их активных частей остается практически неизменным, поэтому масса, габаритные размеры и стоимость машин определяются в основном мощностью и мало зависят от напряжения.

Масса, габаритные размеры и стоимость электрических аппаратов зависят от напряжения и тока. От значения тока зависит объем проводниковых материалов, а от совместного действия напряжения и тока зависит объем устройств дугогашения.

Масса, габаритные размеры и стоимость электrorаспределительных щитов зависят от напряжения и тока электрических аппаратов, устанавливаемых в них.

Масса, габаритные размеры и стоимость кабельных линий электропередачи зависят от значения передаваемого по ним тока. При данной мощности СЭЭС и, например, повышении ее напряжения уменьшается значение передаваемого тока от источников к потребителям электроэнергии, что приводит к уменьшению массы, габаритных размеров и стоимости линий электропередачи и распределительных щитов СЭЭС. Поэтому стремление сохранить в известных пределах массу и габаритные размеры по мере увеличения мощности СЭЭС должно сопровождаться ростом ее номинального напряжения.

Установлено, что использование напряжений до 36 В целесообразно при мощности СЭЭС, равной нескольким киловаттам. Напряжения 110 и 220 В целесообразны при мощности СЭЭС до 100–300 кВт. При мощности СЭЭС более 300–400 кВт используют напряжения 380 В. Если мощность СЭЭС составляет десятки мегаватт, то необходимо применять напряжения 660; 1200; 3000; 6000 В и более.

Следует учитывать, что повышение напряжения СЭЭС всегда связано с увеличением вероятности поражения людей электрическим током. Для сырых помещений безопасными считают напряжения до 12 В переменного и 24 В постоянного тока. Поэтому по мере роста напряжения СЭЭС должен повышаться уровень мероприятий по обеспечению безопасности обслуживания. В сетях освещения применяют напряже-

ния 12, 24, 127 и 220 В. При использовании в СЭЭС напряжения 380 В сеть освещения питается через понижающие трансформаторы.

Передача электроэнергии всегда связана с потерей напряжения, которая Правилами Регистра РФ допускается в пределах — 10% номинального значения.

В настоящее время серийно производят судовое электрооборудование напряжением до 380 В. Создание СЭЭС на более высокие напряжения осуществляют на основе индивидуальных заказов электрических машин, аппаратов, кабелей и других элементов.

**Номинальная частота тока.** Основной частотой переменного тока на судах отечественного флота, как и в промышленных установках, принята частота 50 Гц.

Однако на современных судах имеются потребители, номинальная частота тока которых равна 400—500 Гц (радиолокационное, навигационное и другое оборудование). Питание этих потребителей осуществляют от сети частотой 50 Гц через соответствующие преобразователи, количество которых на крупных судах составляет десятки и сотни штук. Особенно их много на научно-исследовательских и других специализированных судах. Для этих судов возникает задача централизованного снабжения ряда потребителей электроэнергией переменного тока частотой, отличной от 50 Гц, с помощью отдельных источников или преобразователей электроэнергии.

Повышение номинального значения частоты дает возможность уменьшить массу и габаритные размеры электрических машин, магнитных усилителей, конденсаторов, элементов электроавтоматики. Известно, что мощность любых вращающихся машин пропорциональна произведению развиваемого момента и частоты вращения. Поэтому при увеличении частоты вращения и сохранении мощности можно уменьшить значение момента путем уменьшения диаметра ротора машины и тем самым уменьшить ее массу и габаритные размеры. Предельной по условию обеспечения надежности является частота вращения 6000—12000 об/мин. Повышение частоты вращения с 3000 до 8000 об/мин дает снижение массы машины в среднем в 2—3 раза и габаритных размеров в 2 раза.

Повышение частоты тока трансформаторов и других электромагнитных аппаратов связано с уменьшением количества витков их обмоток и объема магнитопровода. В результате повышения частоты с 50 до 400 Гц масса и габаритные размеры трансформаторов, например, мощностью 100 кВА уменьшаются в 2—4 раза. Масса и объем кабельных линий электропередачи при повышении частоты тока от 50 до 400 Гц практически не изменяются.

Масса и габаритные размеры коммутационных аппаратов при повышении частоты увеличиваются из-за ухудшения условий дугогашения.

В связи с этим, а также вследствие повышения тепловыделений в шинопроводах увеличиваются масса и габаритные размеры электrorаспределительных щитов. Это особенно заметно по мере роста мощности, передаваемой через эти щиты. Сравнение СЭЭС (вместе с потребителями электроэнергии), выполненных на переменном токе частотой 50 и 400 Гц, показывает, что при частоте 400 Гц их масса и габаритные размеры уменьшаются в 2–3 раза. Поэтому применение СЭЭС переменного тока частотой 400 Гц целесообразно на судах с динамическим способом поддержания (на подводных крыльях, на воздушной подушке и т. п.), где масса и габаритные размеры относятся к основным показателям.

#### 1.4. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СЭЭС

Электрическая энергия является продукцией, вырабатываемой в СЭЭС и распределяемой ею по потребителям. Совокупность свойств электрической энергии, определяющих ее пригодность для судовых потребителей, называется качеством электрической энергии. Показателями качества электроэнергии принято считать диапазоны отклонений ряда режимных параметров СЭЭС от их номинальных значений. В установившихся режимах СЭЭС к этим показателям относят:

- 1) длительное отклонение (%) напряжения в данной точке СЭЭС

$$\Delta U_{\text{дл}} = [(U - U_n)/U_n] \cdot 100; \quad (1.1)$$

- 2) длительное отклонение (%) частоты СЭЭС

$$\Delta f_{\text{дл}} = [(f - f_n)/f_n] \cdot 100; \quad (1.2)$$

- 3) коэффициент несимметрии (%) напряжения основной частоты в трехфазной системе

$$\kappa_{\text{нес.н}} = [(U_{\text{max}} - U_{\text{min}})/U_n] \cdot 100, \quad (1.3)$$

где  $U_{\text{max}}$ ,  $U_{\text{min}}$  — соответственно максимальное и минимальное значения линейного напряжения;

- 4) коэффициент амплитудной низкочастотной модуляции напряжения переменного тока (%)

$$\kappa_{\text{мод.н}} = (\Delta U_{\text{мод}}/U_n) \cdot 100 \quad (1.4)$$

где  $\Delta U_{\text{мод}}$  — амплитуда огибающей модулированного напряжения.

Модуляция напряжения может характеризоваться частотой модуляции  $f_{\text{мод}}$ , являющейся обратной величиной периода огибающей модулированного напряжения  $T_{\text{мод}}$ :

$$f_{\text{мод}} = 1/T_{\text{мод}}; \quad (1.5)$$

5) коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения (%)

$$K_{н.с} = [(\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2})/U_1] \cdot 100, \quad (1.6)$$

где  $\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2$  — сумма квадратов действующих значений высших гармонических составляющих  $U_v$  данной периодической кривой;  $U_1$  — действующее значение основной гармонической составляющей данной периодической кривой.

Порядок последней учитываемой гармоники определяют исходя из требуемой точности определения  $K_{н.с}$ ;

6) коэффициенты пульсации напряжения постоянного тока (%):

отношение амплитуды низшей гармоники переменной составляющей выпрямленного напряжения  $U_{\mu}$  к его среднему значению

$$K_{пульс} = (U_{\mu}/U_{ср}) \cdot 100; \quad (1.7)$$

отношение разности максимального  $U_{\max}$  и минимального  $U_{\min}$  мгновенных значений выпрямленного напряжения к его удвоенному среднему значению

$$K'_{пульс} = [(U_{\max} - U_{\min})/2U_{ср}] \cdot 100; \quad (1.8)$$

отношение разности максимального и минимального мгновенных значений выпрямленного напряжения к сумме этих величин

$$K''_{пульс} = [(U_{\max} - U_{\min})/(U_{\max} + U_{\min})] \cdot 100; \quad (1.9)$$

отношение действующего значения переменной составляющей выпрямленного напряжения (с учетом всех гармонических составляющих) ( $U_{п.д}$ ) к его среднему значению

$$K''_{пульс} = (U_{п.д}/U_{ср}) \cdot 100. \quad (1.10)$$

Для единообразия оценки пульсации напряжения при различных его средних значениях допускается в формулах (1.7), (1.10) величину  $U_{ср}$  заменить на  $U_{н.}$ , а в формуле (1.9) величину  $U_{\max} + U_{\min}$  — на величину  $2U_{н.}$

Для оценки качества электроэнергии в переходных режимах устанавливают следующие показатели:

кратковременные отклонения напряжения (%) — отношения разностей между минимальным  $U_{\min}$  или максимальным  $U_{\max}$  значениями напряжения при переходном режиме в системе и

номинальным напряжением  $U_n$  источника или потребителя к соответствующей номинальной величине:

$$-\Delta U_{кр} = [(U_{\min} - U_n)/U_n] \cdot 100; \quad (1.11)$$

$$+\Delta U_{кр} = [(U_{\max} - U_n)/U_n] \cdot 100; \quad (1.12)$$

кратковременные отклонения частоты переменного тока (%) — отношения разностей между минимальным  $f_{\min}$  или максимальным  $f_{\max}$  значениями частоты при переходном режиме системы и номинальным значением частоты  $f_n$  к номинальной частоте тока:

$$-\Delta f_{кр} = [(f_{\min} - f_n)/f_n] \cdot 100; \quad (1.13)$$

$$+\Delta f_{кр} = [(f_{\max} - f_n)/f_n] \cdot 100. \quad (1.14)$$

Снижение напряжения на зажимах электродвигателей постоянно-го и переменного тока вызывает уменьшение вращающего момента (соответственно в первой и во второй степени от напряжения), частоты вращения и мощности, а также увеличение потребляемого ими тока. При этом возможна перегрузка и остановка двигателей. При снижении напряжения существенно уменьшается светоотдача ламп накаливания, а при его увеличении уменьшается срок их службы.

Снижение частоты в СЭЭС ведет к уменьшению частоты вращения асинхронных двигателей и производительности механизмов, с которыми они связаны.

Несимметрия напряжения на зажимах двигателей и генераторов переменного трехфазного тока вызывает дополнительные потери мощности и нагрев машин.

Несинусоидальность формы кривой напряжения обусловлена наличием в СЭЭС и потребителях электроэнергии негармонических составляющих с частотой более 50 Гц, под действием которых увеличиваются потеря мощности и нагрев генераторов, трансформаторов, двигателей, кабелей, шин и аппаратов.

Смещение нейтрали, пульсация и модуляция напряжения в СЭЭС связаны с рядом ненормальных явлений в работе электрооборудования.

В соответствии с Правилами Регистра РФ длительное отклонение напряжения на зажимах приборов освещения должно быть не более  $\pm 5\%$ , на зажимах электродвигателей — не более  $\pm 10\%$ . Кратковременное снижение напряжения в СЭЭС должно быть не более 30%, длительное изменение частоты не более  $\pm 5\%$ , кратковременное — не более  $\pm 10\%$ . Несимметрия напряжения, зависящая от неравномерности распределения нагрузки по отдельным фазам трехфазной системы, должна быть не более  $\pm 15\%$ . Несинусоидальность формы кривой напряжения не должна превышать 5%.



## **1.5. СУДОВЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИХ ДЕЛЕНИЕ НА ГРУППЫ**

Судовые электроэнергетические системы обеспечивают электроэнергией большое количество разнообразных потребителей, причем около 70% из них составляют электродвигатели.

Все судовые потребители электроэнергии обычно классифицируют по назначению, степени важности и режиму работы.

По назначению потребители делят на группы: палубные механизмы; механизмы судовых энергетических установок; механизмы общесудовых систем; устройства связи и судовождения; бытовые и осветительные устройства; прочие потребители.

По степени важности потребители электроэнергии подразделяют на три группы.

Первую группу составляют особо ответственные потребители, перерыв в питании которых может привести к аварии судна и гибели людей. К таким потребителям относят системы управления курсом судна, навигационные приборы, средства радиосвязи, аварийные пожарные насосы и др. Питание потребителей первой группы на пассажирских судах, грузовых судах вместимостью более 5 тыс. рег. т, а также на некоторых других судах должно обеспечиваться от двух независимых друг от друга источников электроэнергии, например от основной и аварийной электростанций. Перерыв в питании этой группы потребителей разрешается лишь на время автоматического ввода аварийной электростанции, т. е. не более чем на 10 с. К первой группе потребителей на атомных судах относят также потребители электроэнергии, обеспечивающие работу ядерной энергетической установки (ЯЭУ).

Ко второй группе относят ответственные потребители, непосредственно обслуживающие главные энергетические установки, а также механизмы и аппараты, обеспечивающие движение судна, управление им и сохранность груза. В эту группу потребителей входят пожарные и осушительные насосы, брашпили и ряд других механизмов и устройств. В СЭЭС должно быть предусмотрено бесперебойное питание указанных потребителей как в нормальных, так и в аварийных условиях.

К третьей группе относят малоответственные потребители, например потребители, удовлетворяющие бытовые нужды экипажа. Для них во время перегрузок электростанции или в аварийных ситуациях возможен весьма значительный перерыв в питании.

По режиму работы судовые потребители электроэнергии делят на следующие группы:

- электроприводы и устройства, работающие непрерывно с практически постоянной или изменяющейся нагрузкой (охлаждающие насосы и вентиляторы энергетических установок);
- электроприводы, работающие кратковременно (пожарные, балластные, топливоперекачивающие насосы, шпили);
- электроприводы и устройства, для которых характерен повторно-кратковременный режим работы (грузовые лебедки и краны, специальные потребители).

Для привода большинства судовых механизмов обычно используют АД с короткозамкнутым ротором. Применение таких двигателей связано с рядом трудностей и, в частности, с обеспечением заданных показателей пускового режима двигателей и качества электроэнергии при питании их от электростанции соизмеримой мощности. Прямой пуск АД с короткозамкнутым ротором сопровождается током, который может превышать номинальное значение в 5—7 раз.

Для привода судовых вспомогательных механизмов используют электродвигатели как переменного, так и постоянного тока. На отечественных судах с СЭЭС на переменном токе применяют трехфазные АД напряжением 220 и 380 В, частотой 50 Гц.

## 1.6. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ СУДОВ И СЭЭС

Различают частичную автоматизацию судов, при которой автоматизируют отдельные процессы (обычно не поддающиеся управлению человеком, например, из-за их быстротечности), и комплексную автоматизацию судов, при которой судно в целом функционирует как единый автоматизированный технический комплекс.

В настоящее время для судов характерна и перспективна комплексная автоматизация, задачи которой делят на несколько групп.

Автоматизация судов как транспортных единиц преследует цель оптимизировать их использование, сократив время рейсов и стоянок. Этого достигают оптимизацией маршрутов судов и планов их загрузки, упорядочением обслуживания в порту, для чего как судно, так и порты оборудуют взаимосвязанными устройствами автоматизации. Важное техническое средство автоматизации судов как транспортных единиц — судовые радиостанции, с помощью которых персонал судна обменивается информацией с центром управления в парокhodстве. При этом судно представляет собой одну из единиц автоматизированной системы

управления (АСУ) парокходства, центральной частью которых являются цифровые вычислительные машины (ЦВМ).

Автоматизация судовождения имеет целью обеспечение безопасного и экономичного перехода в порт назначения. Для этого судно оборудуют автоматизированным навигационным комплексом, обеспечивающим совместно с береговыми навигационными системами сбор необходимой информации, представление ее в удобной форме судоводителю, автоматическую прокладку курса и предупреждение столкновений судна со встречными объектами, а также автоматической системой удержания судна на заданном курсе. Дополнительные задачи возникают для судов на подводных крыльях (регулирование дифферента на ходу, крена на циркуляции и др.) и на воздушной подушке.

Автоматизация промысловых судов и технических средств освоения Мирового океана позволяет повысить их производительность, экономичность, исключает тяжелый труд человека.

Автоматизация системы стабилизации судна при качке улучшает условия работы экипажа, повышает надежность судовых устройств, улучшает управляемость судна, снижает расход топлива. Значительное сокращение времени погрузки и разгрузки судов достигается с помощью автоматизации грузовых систем судна, при этом повышается сохранность грузов.

Автоматизация судовых энергетических установок, судовых электроэнергетических систем, общесудовых систем и устройств позволяет повысить надежность и экономичность работы судового оборудования, продлить ресурс механизмов, улучшить условия работы экипажа и исключить наиболее тяжелые формы его труда. Для решения этих задач на судах устанавливают различные средства автоматизации — от простых регуляторов и измерительных устройств до ЭВМ, объединяемых в автоматические системы.

Для успешного решения задач комплексной автоматизации судна большое значение имеет автоматизация процессов производства, преобразования и распределения электроэнергии по судовым потребителям, осуществляемых СЭЭС. Автоматизацию СЭЭС осуществляют с использованием устройств и систем регулирования, управления, контроля и защиты, выполняющих следующие функции: пуск, остановку и контроль генераторных агрегатов (ГА); стабилизацию напряжения и частоты генераторов; распределение активной и реактивной нагрузок между параллельно работающими ГА; включение резервных и аварийных источников электроэнергии; автоматическое включение генераторов на параллельную работу; защиту генераторов, электрических сетей и СЭЭС от ненормальных режимов; защиту потребителей от ненормальной работы; переключение питания

потребителей; контроль за работой СЭЭС; дистанционное управление СЭЭС.

В настоящее время интенсивно ведутся работы по осуществлению автоматизации судов и их ЭЭС как кибернетических систем с использованием микропроцессоров и микроЭВМ.

### **1.7. НАДЕЖНОСТЬ, ЖИВУЧЕСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ СЭЭС**

Понятия «надежность», «живучесть» и «безопасность» входят в состав более общего понятия — «эффективность СЭЭС». Эффективность СЭЭС — совокупность свойств, определяющих степень ее приспособленности к выполнению поставленных задач. Эффективность всякой технической системы определяется в основном эффективностью выполнения системой определенных задач (с учетом внешней обстановки и способа применения) и эффективностью использования вкладываемых в нее средств.

Эффективность выполнения системой определенных задач характеризуется в первую очередь надежностью, живучестью и безопасностью системы.

**Надежность СЭЭС.** Она охватывает широкий круг задач, решение которых направлено на обеспечение и поддержание высокой надежности как отдельных элементов, так и всей системы в целом. К таким задачам относят, например, научно обоснованный выбор структуры системы, установление необходимого числа связей между основными элементами системы, расположение коммутационных и защитных аппаратов, степень резервирования отдельных элементов, оценку восстанавливаемости ряда элементов, расчет количества запасных частей, определение оптимальных сроков технического обслуживания и ремонта и др. Целью оценки надежности системы и ее элементов является определение показателей безотказности, долговечности и ремонтпригодности и сравнение этих показателей с показателями по техническому заданию.

К показателям долговечности относят ресурс и срок службы.

Ресурсом называют суммарное время работы системы (изделия), при достижении которого эксплуатацию их прекращают или выполняют очередной ремонт.

Сроком службы называют календарное время эксплуатации системы (изделия) до очередного ремонта или списания.

К показателям ремонтпригодности относят среднее время восстановления работоспособности системы и вероятность восстановления работоспособности ее в заданное время.

Существуют также комплексные показатели надежности систем (изделий). К ним относят коэффициент готовности, коэффициент технического использования, трудоемкость, стоимость технического обслуживания и др.

В теории надежности все системы (изделия) разделяют на восстанавливаемые и невосстанавливаемые.

К восстанавливаемым относят изделия, отказы в которых устраняют при проведении профилактических работ и ремонтов, к невосстанавливаемыми — изделия, которые после отказа заменяют новыми (запасными), например осветительные лампы, полупроводниковые приборы, ремонт которых нецелесообразен. Надежность невосстанавливаемых изделий характеризуют показателями безопасности и долговечности, надежность восстанавливаемых — теми же показателями, а также показателями ремонтпригодности. Надежность, не учитывающую восстановления, называют технической надежностью, а учитывающую обслуживание и восстановление — эксплуатационной надежностью. Последнее понятие является более широким, а характеристики технической надежности могут быть получены как частный случай в задачах, решенных в плане эксплуатационной надежности.

Под обслуживанием понимают все действия, направленные на восстановление работоспособности системы. Средства, которые осуществляют обслуживание, называют обслуживающими элементами, в состав которых могут входить устройство, человек (группа людей).

Любая система, в том числе и СЭЭС, включает в себя ряд последовательно соединенных элементов. При этом общая интенсивность отказов системы равна сумме интенсивностей отказов элементов, что снижает ее показатели безотказности. При разработке СЭЭС и ее элементов необходимо иметь в виду, что суда находятся в плавании в течение длительного времени. За это время в СЭЭС и ее элементах не должно быть таких отказов, которые невозможно было бы устранить путем несложной замены вышедшей из строя детали (деталей). Ремонтные работы выполняют в основном во время стоянок судов в портах и на судоремонтных заводах. Конструктивное исполнение и размещение элементов СЭЭС должно способствовать быстрому обнаружению и устранению отказов. Все элементы СЭЭС должны иметь примерно одинаковые показатели долговечности и состоять из минимально возможного количества элементов.

**Живучесть СЭЭС.** В процессе эксплуатации СЭЭС может подвергаться воздействию таких факторов, как удары, затопление, пожары и др. Поскольку эти факторы случайные, то и живучесть СЭЭС определяется своей вероятностью, которую и принимают за меру ее живуче-

ти. Учесть все факторы, влияющие на живучесть элементов и СЭЭС в целом, трудно, поэтому при оценке живучести используют ряд упрощений, например не учитывают факторы, включающие в себя действие обслуживающего персонала по борьбе за живучесть судна, и различные организационно-технические мероприятия.

Вероятности поражения и живучести СЭЭС могут быть вычислены различными способами. Если они вычислены вне связи с общей живучестью судна, то позволяют сравнивать разные варианты СЭЭС с точки зрения живучести, но не отражают абсолютной живучести исследуемой СЭЭС в масштабе всего судна. Такие функции живучести могут быть названы относительными характеристиками живучести. Живучесть самого судна, на котором установлена СЭЭС, зависит в свою очередь от живучести последней.

С учетом взаимосвязи всех судовых систем оценка живучести СЭЭС может быть проведена через определение влияния ее на общую живучесть судна. Такие характеристики живучести могут быть названы абсолютными.

Живучесть СЭЭС обеспечивают: конструктивными мероприятиями при проектировании и строительстве судна; организационно-техническими мероприятиями; борьбой обслуживающего персонала за живучесть СЭЭС.

При проектировании и строительстве судна живучесть СЭЭС можно повысить за счет резервирования мощностей генераторов и других элементов СЭЭС, дробления мощности в системе и рационального размещения элементов, рационального выбора связей между элементами СЭЭС.

**Безопасность СЭЭС.** Как и любую техническую систему, СЭЭС можно характеризовать следующими показателями: функцией безопасности, средним временем безопасной работы (до опасности) и коэффициентом безопасности.

На практике используют много различных способов обеспечения безопасности. По способу действия все мероприятия обеспечения безопасности делят на два типа: предупредительные и оперативные.

К первым относятся конструктивные решения в системе, защита от ошибочных действий обслуживающего персонала и т. п., а ко вторым — своевременное предсказание возможности появления опасного состояния системы.

Общим свойством всех предупредительных мероприятий обеспечения безопасности является использование нераспознаваемых отказов. Особенностью оперативных мероприятий является исполь-

зование своевременного распознавания отказов, т. е. его предсказание.

Для обеспечения безопасности СЭЭС необходима разработка такого алгоритма управления системой, который при любых внешних воздействиях удерживает ее на максимальном удалении от границ опасности, т. е. выводит в то или иное работоспособное или выключенное состояние.

## **2.1. ГЕНЕРАТОРНЫЕ АГРЕГАТЫ**

Генераторные агрегаты СЭЭС можно классифицировать по следующим признакам: по типу приводных двигателей (ДГ, ТГ, газотурбогенераторы и ВГ); по назначению (основные, резервные, аварийные и переходные — для атомных судов); по роду тока (постоянного и переменного тока).

Положительными свойствами дизелей являются независимость их работы от других установок (автономность), а также возможность быстрого пуска и приема нагрузки: при мощности до 100 кВт это осуществляется в течение 15–25 с, при мощности более 100 кВт — в течение 1,5–2 мин. К их недостаткам следует отнести ограниченный технический ресурс, т. е. суммарное время работы до заводского (среднего или капитального) ремонта, значительные массу и габаритные размеры, неравномерный крутящий момент, высокий уровень шума. При частоте вращения 1000–1500 об/мин ресурс дизелей составляет 4–6 тыс. ч, а при частоте вращения 500–750 об/мин — в 2 раза больше. Дизель-генераторы по сравнению с комплексом котел–паропроводы–турбогенератор имеют более высокий КПД.

При проектировании дизелей их суммарную мощность стараются разбить на большее число агрегатов, поскольку при малой мощности в большей степени проявляются положительные свойства дизелей (меньше удельная масса, расход дизельного топлива и др.), поэтому число ДГА, как правило, составляет 4–6–8.

Паровые турбины имеют значительно больший технический ресурс (более 30 тыс. ч), меньшие массу и габаритные размеры, равномерный крутящий момент, более низкий уровень шума. Но их работа зависит от работы и состояния котлов и паропроводов, из-за чего требуется значительное время для пуска и приема нагрузки (более 5 мин).

Наоборот при проектировании паровых турбин их мощность стараются сконцентрировать в 1–2 агрегатах, поскольку при этом также в большей степени проявляются их положительные свойства.



Газовые турбины конструктивно выполняют вместе с камерой сжигания топлива и компрессором. Поэтому они автономны в работе, как и дизели, а их ресурс, масса и габаритные размеры приближаются к аналогичным показателям паровых турбин. Недостатками газовых турбин по сравнению с дизелями являются более высокий удельный расход топлива и значительное время пуска, высокая стоимость. Поэтому они имеют ограниченное применение.

В последнее десятилетие широко применяются валогенераторы, особенно на промысловых судах. Они позволяют удешевить стоимость электроэнергии, повысить КПД, сохранить моторесурс дизель-генераторов.

Источниками переменного тока являются обычно трехфазные синхронные генераторы (СГ), а в некоторых случаях — преобразователи постоянного тока в переменный (инверторы). Генераторы мощностью до 500 кВт изготавливают на номинальные напряжения 230 и 400 В, а мощностью свыше 500 кВт — на 400 В.

Дизель-генераторы изготавливают на мощности 25–1000 кВт при частоте вращения 1500, 1000, 750 и 500 об/мин. Турбогенераторы изготавливают на мощности 400–3000 кВт при частоте вращения генераторов 1500 об/мин и частоте вращения турбин 6000–12 000 об/мин.

Судовые генераторы имеют вентиляцию по замкнутому циклу с охлаждением воздуха в воздухоохладителе. Она исключает попадание внутрь генератора паров нефтепродуктов и пыли. В случае выхода из строя воздухоохладителя допускают работу генератора с разомкнутым циклом вентиляции. Собственно судовые генераторы при достаточно высокой надежности имеют небольшие массу на единицу мощности (6–7 кг/кВт) и габаритные размеры. Они обеспечивают в течение 2000 ч работу без обслуживания. Их ресурс до заводского ремонта составляет 25–30 тыс. ч, полный ресурс 80–100 тыс. ч, срок службы 25 лет.

Судовые СГ могут иметь системы возбуждения трех видов: с возбудителем постоянного тока, самовозбуждением и возбудителем переменного тока.

Источниками постоянного тока являются генераторы постоянного тока независимого, параллельного или смешанного возбуждения, аккумуляторы и выпрямители.

## **2.2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АККУМУЛЯТОРЫ**

От аккумуляторов получают питание сеть аварийного освещения, различные средства внутрисудовой связи, радиотехническое оборудование и сигнализация, стартеры дизелей и др.

В СЭЭС применяют кислотные и щелочные аккумуляторы.

**Кислотные аккумуляторы.** Они представляют собой сосуд (обычно из эбонита), заполненный электролитом соответствующей плотности (раствором серной кислоты  $H_2SO_4$  в дистиллированной воде), в который погружен блок пластин из чистого свинца  $Pb$  и блок пластин из двуокиси свинца  $PbO_2$  (рис. 2.1). Вследствие диссоциации молекул кислоты в электролите заряженного аккумулятора имеются ионы водорода  $H^+$  (катионы) и ионы кислотного остатка  $SO_4^{2-}$  (анионы). При замыкании пластин аккумулятора на некоторое

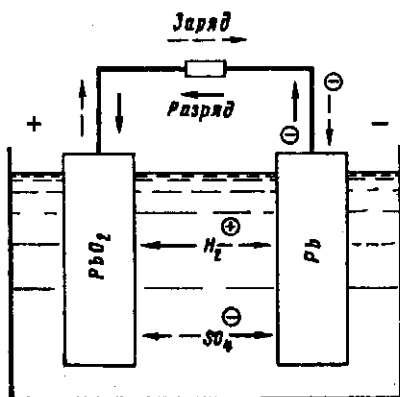


Рис. 2.1. Схема кислотного аккумулятора.

сопротивление через него будет протекать ток. Отрицательно заряженные ионы  $SO_4^{2-}$  будут двигаться к положительно заряженным пластинам из чистого свинца. Ионы водорода, имеющие положительный заряд, будут двигаться к отрицательным пластинам, содержащим двуокись свинца. Количество отрицательных пластин в аккумуляторе на одну превышает число положительных пластин, что необходимо для предотвращения коробления положительных пластин, возможного при их одностороннем разряде.

При разряде кислотного аккумулятора происходят следующие химические реакции: у отрицательных пластин  $Pb + SO_4 = PbSO_4$ ; у положительных пластин  $PbO_2 + H^+ + H_2SO_4 = PbSO_4 + 2H_2O$ . Из этих реакций видно, что при разряде кислотных аккумуляторов на всех пластинах образуется сернокислый свинец  $PbSO_4$  и уменьшается концентрация электролита (вследствие диссоциации кислоты и выделения воды). При интенсивном образовании сернокислого свинца возможно коробление или выпучивание пластин, а также выпадение из пластин активной массы вследствие того, что объем сернокислого свинца больше объема исходных продуктов, из которых он образуется. По истечении некоторого времени сернокислый свинец кристаллизуется в нерастворимое вещество и часть пластины, покрытой им, не участвует в химических реакциях, что снижает полезную емкость аккумулятора. Это явление носит название сульфатации кислотных аккумуляторов. Для ее предотвращения кислотные аккумуляторы не следует хранить в незаряженном состоянии и нельзя допускать их недозаряд. При коротком замыкании кислотного аккумулятора в нем происходит бурная химическая реакция, интенсивное выделение сер-

нокислого свинца и коробление пластин, которое может быть причиной выпадания из пластин активных веществ.

В процессе заряда к отрицательным пластинам направляются ионы водорода, а к положительным — ионы кислотного остатка. В результате происходят следующие химические реакции: у отрицательной пластины  $\text{PbSO}_4 + \text{H}_2 = \text{Pb} + \text{H}_2\text{SO}_4$ ; у положительной пластины  $\text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{SO}_4 = \text{PbO}_2 + 2\text{H}_2 + 2\text{H}_2\text{SO}_4$ .

Из этих реакций видно, что при заряде аккумуляторов происходит разложение сернокислого свинца на исходные продукты, а также восстановление концентрации электролита. Окончанием их заряда можно считать такой момент, когда весь сернокислый свинец разложится, а концентрация электролита восстановится до нормальной. При дальнейшем заряде потребляемая аккумулятором электрическая энергия расходуется на разложение воды, имеющейся в электролите, на водород и кислород. Кислород вызывает окисление металлов, имеющих в аккумуляторе, а водород выделяется в атмосферу, создавая впечатление «кипения» электролита. В смеси с воздухом водород образует взрывчатый гремучий газ, который необходимо немедленно удалять из аккумуляторного помещения.

Электродвижущая сила одного элемента кислотного аккумулятора составляет 2,1 В независимо от размеров аккумулятора. Напряжения, создаваемые аккумулятором на зажимах, определяют из выражений: при разряде  $U = E - I_p \cdot R_{\text{вн}}$ ; при заряде  $U = E - I_z \cdot R_{\text{вн}}$  (где  $E$  — э.д.с. аккумулятора;  $I_p$ ,  $I_z$  — соответственно токи разряда и заряда аккумулятора;  $R_{\text{вн}}$  — внутреннее сопротивление аккумулятора).

Кислотные аккумуляторы обладают небольшим внутренним сопротивлением (около 0,005 Ом), и поэтому напряжение на их зажимах незначительно снижается даже при больших токах нагрузки. Сопротивление кислотного аккумулятора зависит от плотности и температуры электролита, от габаритных размеров аккумуляторов: чем меньше плотность, температура и габаритные размеры, тем больше сопротивление  $R_{\text{вн}}$ . С уменьшением плотности электролита, т. е. с увеличением степени разряда, э.д.с. кислотных аккумуляторов уменьшается, а внутреннее сопротивление увеличивается. Напряжение аккумулятора в начале разряда понижается незначительно, а к концу быстро падает.

Необходимо заметить, что э.д.с. аккумулятора определяется главным образом плотностью электролита в порах пластин. Плотность этой части электролита сильно повышается во время заряда, а поэтому при заряде напряжение аккумуляторов значительно больше, чем при разряде (заряд осуществляют при напряжении больше номинального).

При понижении температуры электролита повышается внутреннее сопротивление аккумулятора и его напряжение при разряде быст-

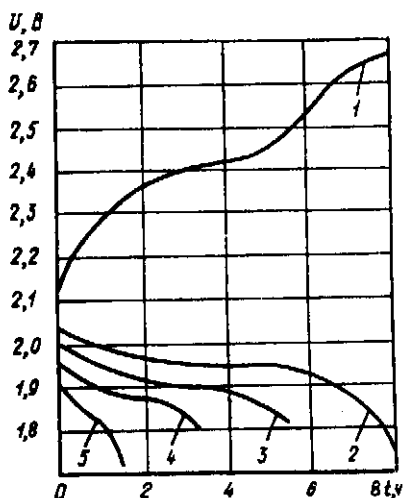
ро падает. При повышении температуры электролита аккумулятора происходит повышение его разрядного напряжения и снижение зарядного. Но чрезмерное повышение температуры электролита (более 30 °С) сокращает срок службы аккумуляторов в результате выпадания из пластин активных веществ.

Характер изменения напряжения аккумуляторов при разряде зависит от значения тока разряда (рис. 2.2). При любом режиме разряда серноокислый свинец, образовавшийся на поверхности пластин, закупоривает их поры. В результате этого плотность электролита внутри пластин уменьшается, поскольку затруднена диффузия между электролитом снаружи и внутри пластин. При больших разрядных токах серноокислый свинец выделяется более интенсивно и почти прекращается диффузия электролита. При этом резко повышается сопротивление аккумулятора и уменьшается напряжение на его зажимах.

При нормальном разрядном токе напряжение кислотных аккумуляторов изменяется от 2 до 1,7 В; менее 1,7 В их разряжать не следует (при плотности электролита 1,17–1,15 г/см<sup>3</sup>). В процессе заряда напряжение кислотных аккумуляторов изменяется от 2,05 до 2,7 В. Поэтому напряжение зарядного агрегата должно быть не менее 2,7 В (при последовательном соединении элементов это значение следует умножить на число последовательно соединенных элементов аккумуляторной батареи).

**Щелочные аккумуляторы.** Широко применяют две разновидности щелочных аккумуляторов: кадмиево-никелевые и железо-никелевые. В СЭЭС обычно применяют кадмиево-никелевые аккумуляторы. Эти аккумуляторы состоят из стального бака, блоков положительных и отрицательных пластин, погруженных в электролит. Положительные и отрицательные пластины набирают из пакетов, оболочки которых изготовлены из стальной перфорированной ленты. Внутри пакетов находятся активные массы.

Электролитом в щелочных аккумуляторах является раствор едкого кали КОН в дистиллированной воде (плотность электролита



**Рис. 2.2.** Зависимость напряжения кислотного аккумулятора от времени при различных режимах работы:  
1 — заряд; 2, 3, 4, 5 — разряд соответственно при 8, 5, 3, 1-часовом токах разряда.

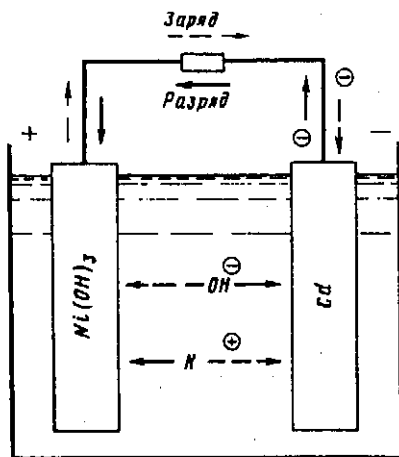


Рис. 2.3. Схема щелочного кадмиево-никелевого аккумулятора.

1,21–1,24 г/см<sup>3</sup>). В качестве активной массы положительных пластин служит гидрат окиси никеля  $\text{Ni}(\text{OH})_2$ , а активной массы отрицательных — губчатый кадмий  $\text{Cd}$  (рис. 2.3).

При разряде аккумулятора анионы  $\text{OH}^-$  движутся к пластинам из чистого кадмия, а избыточные электроны кислотного остатка идут во внешнюю цепь и к пластинам из гидрата окиси никеля, где они нейтрализуются катионами калия. Таким образом создается разрядный ток аккумулятора. При этом происходят следующие химические реакции: у отрицательных пластин  $\text{Cd} + 2\text{OH}^- = \text{Cd}(\text{OH})_2$ ; у положительных пластин

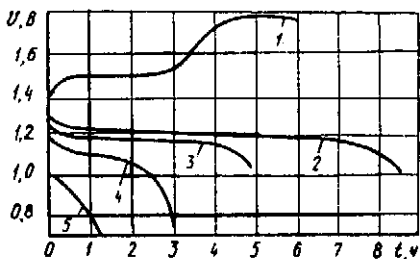
$\text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{K} = \text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{KOH}$ . Следовательно, при разряде щелочного аккумулятора кадмий переходит в  $\text{Cd}(\text{OH})_2$ , а  $\text{Ni}(\text{OH})_2$  — в  $\text{Ni}(\text{OH})_2$ . Эти вещества не обладают какими-либо отрицательными свойствами, и поэтому щелочные аккумуляторы не требуют тщательного ухода в процессе эксплуатации, могут быть длительно незаряженными, мало разрушаются при коротких замыканиях.

При заряде щелочных аккумуляторов катионы калия стремятся к отрицательным пластинам, а анионы щелочного остатка — к положительным. Поэтому при заряде происходят следующие химические реакции: у отрицательной пластины  $\text{Cd}(\text{OH})_2 + 2\text{K} = 2\text{KOH} + \text{Cd}$ ; у положительной пластины  $\text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{OH}^- = \text{Ni}(\text{OH})_2$ .

Из рассмотренных химических реакций видно, что при разряде и при заряде щелочных аккумуляторов плотность электролита остается постоянной, поскольку диссоциация едкого кали на ионы  $\text{K}^+$  и  $\text{OH}^-$  компенсируется образованием  $\text{KOH}$ . После расхода всех активных веществ, участвующих в химических реакциях, при заряде щелочных аккумуляторов происходит разложение воды электролита и его «кипение».

В процессе заряда щелочных аккумуляторов напряжение изменяется от 1,4 до 1,8 В (рис. 2.4). Напряжение на зажимах щелочных аккумуляторов при разряде нормальным током изменяется от 1,2 до 1 В. При больших разрядных токах напряжение аккумуляторов быстро уменьшается до 0,7 В. Ниже данного напряжения щелочные аккумуляторы разряжать не следует.

Внутреннее сопротивление щелочных аккумуляторов составляет 0,03–0,06 Ом, поэтому у них внутреннее падение напряжения при заряде больше, чем у кислотных. Значение внутреннего сопротивления щелочных аккумуляторов возрастает с увеличением степени их разряженности. Она резко возрастает при разряде аккумулятора большими токами. Последнее объясняется в основном поляризацией пластин (образованием плохо проводящего слоя на границе электрод–электролит), из-за чего сильно уменьшается э.д.с. аккумулятора.



**Рис. 2.4.** Зависимость напряжения кадмиево-никелевого аккумулятора от времени при различных режимах работы:

1 — заряд;  
2, 3, 4, 5 — разряд соответственно при 8, 5, 3, 1-часовом токах разряда.

**Заряд аккумуляторов.** Обычно заряд осуществляют от электромашинных или статических (полупроводниковых) зарядных устройств, на выходе которых создается постоянный ток определенного напряжения. Аккумуляторы можно заряжать при постоянном напряжении, постоянной силе тока или по автоматической кривой.

Заряд при постоянном напряжении осуществляют от источника электроэнергии, напряжение которого принимают равным 2,3 В для кислотных аккумуляторов и 1,5 В для щелочных (на один элемент). Данное напряжение при заряде аккумулятора сохраняют неизменным. В начале заряда значение тока может быть очень большим, и его ограничивают с помощью специального регулятора. По мере увеличения э.д.с. аккумулятора значение зарядного тока уменьшают. Этот способ применяют в схемах, предусматривающих постоянную параллельную работу аккумулятора с зарядным устройством (в буферном режиме работы аккумулятора).

Заряд при постоянной силе тока осуществляют от зарядного агрегата, напряжение которого регулируется (снижается) по мере увеличения э.д.с. аккумулятора так, что значение зарядного тока сохраняется постоянным (для кислотных аккумуляторов двумя ступенями зарядного тока). Первая ступень этого тока принимается равной нормальному (8–10-часовому) разрядному току аккумулятора. При возникновении газыделения из электролита переходят на заряд второй ступенью тока, значение которого принимают равным 40–50% тока первой ступени. Заряд аккумулятора прекращают после обильного газыделения из электролита при токе второй ступени.

Щелочные аккумуляторы заряжают током одной ступени, значение которого (в амперах) принимают равным 0,25 номинальной емкости.

Заряд по автоматической кривой является по существу несколько измененным способом заряда при постоянном напряжении. В этом случае последовательно с аккумулятором включают небольшое сопротивление для ограничения первоначального зарядного тока. Затем с увеличением э.д.с. аккумулятора ток заряда, а следовательно, и падение напряжения в сопротивлении уменьшаются. При этом напряжение на зажимах аккумуляторов возрастает. В целом процесс заряда происходит при медленно падающем токе и непрерывном повышении напряжения.

Окончание заряда кислотных аккумуляторов определяют по следующим признакам: плотность электролита не повышается в течение 1 ч и сохраняется примерно равной 1,25—1,31 г/см<sup>3</sup>; напряжение на зажимах элемента достигает наибольшего значения (2,6—2,8 В) и остается постоянным; идет достаточно сильное газовыделение из электролита. Плотность электролита проверяют с помощью прибора — денсиметра. Напряжение аккумулятора измеряют под нагрузкой после отключения его от зарядного устройства.

Об окончании заряда щелочных аккумуляторов можно судить по напряжению, когда оно достигло максимального значения и остается постоянным в течение 30 мин. Газовыделение из щелочных аккумуляторов может начаться сразу после их включения, поэтому оно не может служить признаком окончания заряда. Плотность электролита в процессе «разряд-заряд» изменяется незначительно.

Во время заряда аккумуляторов нужно следить за температурой электролита. При достижении температуры 30—35 °С заряд кислотных и щелочных аккумуляторов следует прекратить до тех пор, пока температура электролита не понизится.

**Основные показатели аккумуляторов.** Основной величиной, характеризующей аккумулятор, является его *емкость*, т. е. количество электричества, которое он может отдать при разряде определенным током до допустимого значения напряжения. Емкость аккумулятора  $C = I_p \cdot t_p$  (где  $I_p$  — ток разряда;  $t_p$  — время разряда до минимально допустимого напряжения).

Емкость аккумулятора зависит от типа и размера пластин, технического состояния, количества, плотности и температуры электролита, значения разрядного тока. Чем больше разрядный ток, тем быстрее идет процесс превращения активных масс в неактивные, быстрее падает плотность электролита в порах пластин, уменьшается их полезное сечение, замедляется диффузия электролита внутри и снаружи пластин.

тин, уменьшается емкость. Особенно сильное снижение емкости от разрядного тока наблюдается у кислотных аккумуляторов.

Необходимо заметить, что после того, как аккумулятор разрядился при определенном режиме до своего конечного напряжения, он может работать (разряжаться) при несколько меньшем токе, при котором улучшается диффузия электролита внутри и снаружи пластин, а также использование их активной массы. Аналогичное явление имеет место в том случае, когда аккумулятор разгружают на некоторое время.

При разряде аккумулятор не может отдать в цепь то количество энергии, которое им получено при заряде. Отдача всегда меньше, поскольку часть энергии тратится в аккумуляторе на нагревание электролита, на разложение воды и т. п. К тому же для аккумуляторов характерен так называемый нормальный саморазряд (независимо от того, работает аккумулятор или нет).

Различают отдачу аккумуляторов по емкости и энергии.

*Отдачей по емкости*  $\eta_e$  (%) называют отношение отданного аккумулятором при разряде количества электричества к полученному им количеству электричества при заряде.

*Отдачей по энергии*  $\eta_\varepsilon$  (%) называют отношение электрической энергии, отданной аккумулятором при разряде, к электрической энергии, получаемой при заряде.

В соответствии с данными определениями можно написать следующие формулы:

$$\eta_e = C_p / C_3 \cdot 100 = I_p t_p / I_3 t_3 \cdot 100$$
$$\eta_\varepsilon = C_p U_p / C_3 U_3 \cdot 100 = \eta_e U_p / U_3 \cdot 100,$$

где  $C_p$ ,  $I_p$ ,  $t_p$ ,  $U_p$  — соответственно емкость, ток, время и среднее напряжение разряда;  $C_3$ ,  $I_3$ ,  $t_3$ ,  $U_3$  — соответственно емкость, ток, время и среднее напряжение заряда.

При нормальных режимах «заряд-разряд» отдача кислотных аккумуляторов по емкости в среднем составляет 85–90%, а отдача по энергии 65–70%. Отдача кадмиево-никелевых аккумуляторов по емкости составляет 70–75%, а по энергии 55–60%. Отдача по емкости аккумуляторов зависит от режима разряда. При этом вместе с уменьшением емкости аккумуляторов при увеличенном разрядном токе уменьшается емкость, необходимая для их заряда. Отдача по емкости при повышенных разрядных токах уменьшается примерно на 5%. Отдача аккумулятора по энергии повышается при его работе параллельно с зарядным устройством, поскольку в этом случае напряжения заряда и разряда различаются незначительно, а отдача по энергии приближается к отдаче по емкости.



В настоящее время ведутся интенсивные разработки новых установок для получения электроэнергии. Основным направлением является использование возможности преобразования тепловой или химической энергии в электрическую, исключая промежуточное использование механической энергии. Перспективными генераторами прямого преобразования тепловой и химической энергии в электрическую являются термоэлектрические, термоэмиссионные, магнитогидродинамические и электрохимические.

### **2.3. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

На судах преобразователи электрической энергии применяют в случаях, когда для питания одного или нескольких потребителей необходимы род тока, напряжение или частота, отличные от тех, которые имеют основные источники электроэнергии. Существуют преобразователи рода тока, частоты, напряжения, количества фаз и др.

В качестве электромагнитных преобразователей напряжения переменного тока на судах используют трансформаторы. Например, для питания сети освещения и других потребителей электроэнергии, имеющих номинальное напряжение 220 или 127 В, на судах используют понижающие трансформаторы. На контейнеровозах для питания рефрижераторных контейнеров применяют разделяющие трансформаторы с коэффициентом трансформации, равным 1. В этом случае снижение сопротивления изоляции электрооборудования контейнеров, стоящих на палубе, не влияет на значение сопротивления изоляции СЭЭС.

Электромашинные преобразователи, применяемые в СЭЭС, имеют конструктивное исполнение в виде одно-, двух- или трехмашинных агрегатов. С помощью двух- и трехмашинных агрегатов можно преобразовать переменный ток в постоянный, постоянный в переменный или переменный при различных напряжениях и частотах. Обычно применяемые двухмашинные преобразователи постоянно-переменного тока состоят из двигателя постоянного тока смешанного или параллельного возбуждения и синхронного одно- или трехфазного генератора переменного тока. Двухмашинные преобразователи переменного-постоянного тока имеют асинхронный двигатель переменного тока и генератор постоянного тока смешанного или параллельного возбуждения. Преобразователи постоянно-постоянного тока имеют двигатель и генератор постоянного тока. Такие преобразователи используют для получения различных напряжений постоянного тока, поскольку он не трансформируется.

Двух- или трехмашинные преобразователи могут быть изготовлены на любые мощности, поэтому их довольно широко применяют на судах для заряда аккумуляторов питания радионавигационного оборудования и др.

Одномашинные (одноякорные) преобразователи тока используются для преобразования: постоянного тока в переменный; переменного тока в постоянный; постоянного тока одного напряжения в постоянный ток другого напряжения.

К недостаткам электромашинных вращающихся преобразователей относят невысокий КПД (вследствие двойного преобразования энергии), необходимость постоянного обслуживания, значительный уровень шума.

Широкое применение на судах находят статические преобразователи электрической энергии (выпрямители, инверторы, преобразователи частоты), изготавливаемые на базе полупроводниковых элементов. Все статические преобразователи классифицируют по назначению, схемам соединения, возможности регулирования выходных параметров и другим признакам. Статические преобразователи имеют высокий КПД, быстродействие, надежность и другие технико-экономические показатели.

Статический выпрямитель обычно состоит из трех основных частей: питающего трансформатора, группы вентилях и сглаживающего фильтра, к выходу которого подключают приемник электроэнергии постоянного тока. Действие выпрямителя основано на свойстве вентиля (диода) или группы вентилях пропускать ток только в одном направлении (от анода к катоду) в то время, когда анод имеет положительный потенциал по отношению к катоду. На время, когда катод имеет положительный потенциал по отношению к аноду, вентиль запирается (значение обратного тока практически равно нулю).

В выпрямителях вместо диодов могут быть применены тиристоры, которые имеют по три электрода (анод, катод и электрод управления). Изменяя значение угла открывания тиристора, можно регулировать значения выпрямленного напряжения и тока, протекающего через приемник. Такой выпрямитель называют управляемым.

Статические инверторы подразделяют на ведомые и автономные. Ведомые инверторы предназначены для параллельной работы с мощной сетью (генератором) переменного тока, частота и форма кривой их выходного напряжения определяются сетью. Автономные инверторы предназначены для независимой (от сети) работы; они обеспечивают переменным током один или несколько потребителей. При этом частота и форма кривой выходного напряжения определяются инвертором с помощью конденсаторов или генераторов импульсов.

Наибольшее распространение в СЭЭС получили автономные инверторы, в частности для обеспечения аварийного питания потребителей переменного тока от аккумуляторных батарей.

Статические преобразователи частоты, так же как инверторы, подразделяют на ведомые и автономные.

К ведомым относят такие преобразователи, которые связывают две сети переменного тока, каждая из которых (на стороне входа и выхода преобразователя) имеет собственные источники электроэнергии переменного тока соответствующей частоты.

К автономным относят преобразователи, работающие на сеть (потребители), которая не содержит других источников электроэнергии переменного тока. Автономные преобразователи частоты можно выполнять с промежуточным звеном постоянного тока или без него.

В первом случае преобразователь представляет собой последовательно соединенный выпрямитель и инвертор. При этом на выходе преобразователя можно получить любую частоту независимо от частоты на входе. Во втором случае вентиляная группа преобразователя выполняет функции выпрямления и инвертирования одновременно. При этом частота на выходе преобразователя является кратной частоте на входе. При необходимости преобразование частоты может сочетаться с изменением количества фаз на выходе по сравнению с количеством фаз на входе.

Статические преобразователи напряжения постоянного тока представляют собой последовательно соединенные (через трансформатор) инвертор и выпрямитель.

## **2.4. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СУДНА ОТ БЕРЕГОВЫХ СЕТЕЙ**

Электроснабжение судов от береговых сетей находит широкое применение, поскольку электроэнергия, получаемая с берега, примерно в 2 раза дешевле электроэнергии, вырабатываемой судовыми генераторами. Электроснабжение с берега позволяет резко уменьшить годовой расход моторесурса приводных двигателей судовой электростанции, высвобождает эксплуатационный персонал для выполнения профилактических и ремонтных работ.

Как правило, береговые распределительные сети напряжением до 1000 В работают с глухим заземлением нейтрали. Удобно и выгодно при стоянке судна в порту получать электрическую энергию непосредственно от системы с заземленной нейтралью без установки разделительных трансформаторов.

Электробезопасность человека при электроснабжении с берега обеспечивают путем компенсации нейтрали вторичных обмоток судов-

вых трансформаторов и присоединения немногочисленных потребителей, работающих при стоянке судна, к отдельной секции шин ГРЩ, отделенной автоматическим выключателем (АВ) или разъединителем от шин ГРЩ. Выделение специальной секции стояночных потребителей позволяет обеспечить выполнение ремонтных и профилактических работ в СЭЭС при снятом напряжении.

По надежности электроснабжения и условию пожаробезопасности системы с глухим заземлением нейтрали уступают другим системам, однако в условиях стоянки у берега эти характеристики не имеют такого решающего значения, как в условиях ходового режима судна, поскольку на стоянке ответственные потребители не работают, а судно обеспечивают защитой не только своих, но и береговых средств пожаротушения. При небольшом числе потребителей, работающих на стоянке, вероятность однофазного к.з и появления электрической дуги соответственно уменьшается. Поэтому разрешено электроснабжение сухогрузных и пассажирских судов в портах от береговых систем без установки разделительных трансформаторов. При этом электроснабжение судов от береговой системы с заземленной нейтралью должно осуществляться с помощью четырехжильного кабеля или трехжильного кабеля и специально проложенной четвертой (нулевой) жилы. Четвертая жила связывает корпус судна с нейтралью трансформатора и повышает электробезопасность СЭЭС в случае ухудшения ее изоляции.

Применение четвертой жилы способствует также уменьшению электрокоррозии судна под действием блуждающих токов,

Прием электроэнергии с берега на судах осуществляют с помощью электрораспределительных щитов питания с берега, к которым присоединяют кабель электроснабжения с берега. На РЩПБ имеется зажим, связанный с корпусом судна, для присоединения нулевой жилы кабеля. С ГРЩ судовой электрической станции РЩПБ связан кабелем, проложенным по судну.

## **2.5. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ ГЕНЕРАТОРОВ СЭЭС**

**Общие положения.** Нагрузка генераторов СЭЭС зависит от режима работы, района плавания, скорости судна, состояния поверхности моря, других факторов, имеющих случайный характер. Поэтому для определения нагрузок генераторов СЭЭС процесс эксплуатации судна разделяют на ряд характерных режимов и для каждого из них определяют нагрузку генераторов.

В зависимости от типа и назначения судна рассматривают следующие режимы:

- для грузовых транспортных судов — стоянка без погрузки и с погрузкой, съёмка с якоря, ходовой и аварийный;
- пассажирских судов — стоянка без пассажиров и с пассажирами, съёмка с якоря, ходовой и аварийный;
- промысловых судов — стоянка, съёмка с якоря, ход на промысел, ход во время промысла, аварийный;
- ледоколов — стоянка, ход в чистой воде, ход во льдах, аварийный режим (для атомных ледоколов — стоянка в умеренной зоне с расхоленной и с работающей ЯЭУ, ход в чистой воде и во льдах, пуск и остановка ЯЭУ);
- плавкранов — стоянка без работы и с работой грузовых устройств, переход на другое место работы, аварийный.

Учитывают также режимы, в которых ожидают наибольшую, наименьшую и среднюю нагрузку генераторов.

Аварийные режимы подразделяют на обеспечиваемые основной электростанцией и обеспечиваемые аварийной электростанцией, а на атомных судах также аварийный пуск и расхолаживание ЯЭУ от судовых источников электроэнергии.

В каждом эксплуатационном режиме приемники электроэнергии подразделяют на непрерывно, периодически и эпизодически работающие. Суммарное время работы указанных приемников равно соответственно 70—100% (17—24 ч/сут), 15—70% (3,5—17 ч/сут), менее 15% (менее 3,5 ч/сут) продолжительности рассматриваемого режима.

В настоящее время для определения электрических нагрузок генераторов СЭЭС применяют следующие методы: аналитический постоянных нагрузок; аналитический переменных нагрузок; статистического моделирования на ЭВМ; корреляционных зависимостей. Эти методы (за исключением корреляционных зависимостей) могут быть использованы также для определения электрических нагрузок преобразователей электроэнергии, распределительных щитов и кабелей.

Первые три метода основаны на составлении табличной модели (таблицы нагрузок), отражающей в табличной форме изменение нагрузок отдельных приемников электроэнергии, подключенных к СЭЭС, в различных режимах эксплуатации судов и плавсредств.

При аналитическом методе постоянных нагрузок каждый приемник представляют в табличной модели постоянным значением мощности. При этом суммарную потребляемую мощность по режимам находят сложением мощностей приемников, умноженных на коэффициент их одновременной работы.

При аналитическом методе переменных нагрузок каждый приемник представляют в табличной модели переменным значением мощ-

ности, которая характеризуется математическим ожиданием (средним значением) и дисперсией. При этом суммарную потребляемую мощность по режимам судна находят сложением средних значений мощностей приемников с учетом среднего квадратичного отклонения (определяемого по суммарной дисперсии).

Метод статистического моделирования на ЭВМ представляет собой использование метода статистических испытаний для суммирования нагрузок отдельных приемников соответственно законам распределения их вероятностей.

Корреляционные зависимости представляют собой уравнения и графики, получаемые в результате обработки статистического материала по прототипам судов методами математической статистики.

Остановимся более подробно на рассмотрении аналитического метода постоянных нагрузок и метода корреляционных зависимостей, которые чаще других применяют на практике.

**Определение нагрузки генераторов СЭЭС аналитическим методом постоянных нагрузок.** Табличная модель электрических нагрузок генераторов по данному методу расчета формируется графами 1–7 формы 2.1 и графами 1–6 формы 2.2. В графах 1–6 формы 2.1 указывают соответствующие количественные значения всех непрерывно и периодически работающих в данном эксплуатационном режиме приемников электроэнергии. Если приемники не работают или эпизодически рабо-

**Форма 2.1. Наименования начальных граф табличной модели для определения нагрузок генераторов СЭЭС**

Наименование группы и приемника электроэнергии	Тип приемника электроэнергии	Количество приемников	Номинальные параметры приемника электроэнергии			
			Установленная мощность, кВт	Коэффициент мощности	КПД	Потребляемая мощность, кВт
1	2	3	4	5	6	7

**Форма 2.2. Наименования граф для одного эксплуатационного режима табличной модели при использовании метода постоянных нагрузок**

Наименование эксплуатационного режима					
Условное обозначение графика работы	Коэффициент загрузки	Коэффициент мощности приемника	Количество работающих приемников, шт.	Потребляемая активная мощность, кВт	Потребляемая реактивная мощность, кВ · А
1	2	3	4	5	6

тают в данном режиме, то в соответствующих строках ставят черки.

Номинальная потребляемая мощность приемника, значение которой указывается в графе 7 формы 2.1, определяется по формуле

$$P_{н.п} = P_{н.у}/\eta, \quad (2.1)$$

где  $P_{н.у}$  — номинальная установленная мощность (на валу) приемника (из графы 4 формы 2.1);  $\eta$  — КПД приемника (из графы 6 формы 2.1 или по рис. 2.5).

В графе 1 формы 2.2 указывают условные обозначения графика работы приемников в рассматриваемом эксплуатационном режиме (НР — непрерывная работа, ПР — периодическая работа).

Значение коэффициента загрузки  $k_3$  приемника электроэнергии, указываемое в графе 2 формы 2.2,

$$k_3 = P_{ф.п}/P_{н.п}, \quad (2.2)$$

где  $P_{ф.п}$  — мощность, фактически потребляемая приемником электроэнергии в данном эксплуатационном режиме.

Значения  $P_{ф.п}$  и  $k_3$  определяют на основании всестороннего анализа режимов работы приемников электроэнергии. Ориентировочно значение коэффициента загрузки приемников электроэнергии механизмов и устройств судовых энергетических установок и судовых систем находится в пределах 0,7—0,9; палубных механизмов 0,3—0,9; бытовых приемников 0,5—0,9; преобразователей электроэнергии 0,6—0,9.

Коэффициент загрузки электродвигателей насосов, вентиляторов и компрессоров можно представить в виде произведения коэффициента использования двигателя  $k_{и.д}$  и коэффициента загрузки механизма  $k_{з.м}$ :

$$k_3 = k_{и.д} \cdot k_{з.м}; \quad (2.3)$$

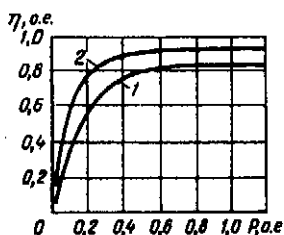
$$k_{и.д} = P_{н.м}/P_{н.у}; \quad (2.4)$$

$$k_{з.м} = P_{ф.м}/P_{н.м}; \quad (2.5)$$

где  $P_{н.м}$  — номинальная мощность механизма (со стороны привода);  $P_{ф.м}$  — фактическая мощность механизма в данном режиме работы.

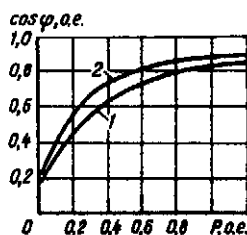
Значения  $P_{н.м}$  и  $k_{з.м}$  определяют на основе анализа режимов работы соответствующих насосов, вентиляторов, компрессоров. Значение коэффициента  $k_{и.д}$  находится в пределах 0,85—0,90, так как мощность электродвигателей выбирают с некоторым запасом.

Значение коэффициента мощности  $\cos \varphi$ , указываемое в графе 3 формы 2.2, определяют по его номинальному значению из графы 5 формы 2.1 в зависимости от коэффициента загрузки приемника  $k_3$  (из графы 2 формы 2.2) или с помощью кривых, приведенных на рис. 2.6.



**Рис. 2.5.** Зависимости КПД от нагрузки АД различной мощности:

1, 2 — двигателей мощностью соответственно до 10 кВт и 10–75 кВт.



**Рис. 2.6.** Зависимости коэффициента мощности от нагрузки АД различной мощности:

1, 2 — двигателей мощностью соответственно 10 кВт и 10–75 кВт.

Значение потребляемой активной мощности

$$P = P_{н.п} \cdot k_3 \cdot m, \quad (2.6)$$

где  $m$  — количество однородных приемников, работающих в данном режиме.

Для приемников «Освещение» значение коэффициента  $k_3$  принимают равным единице, а значение мощности

$$P = P_{н.п} \cdot k_3 \cdot m, \quad (2.7)$$

где  $k_3$  — коэффициент, учитывающий мощность подключенных приемников.

Для устройств-комплексов в графе 4 формы 2.2 принимают  $m = 1$ . Значение потребляемой реактивной мощности

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi. \quad (2.8)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  — тригонометрическая функция (определяют в соответствии со значением коэффициента мощности  $\cos \varphi$  из графы 3 формы 2.2).

После заполнения всех строк и граф табличной модели по графам 5 и 6 формы 2.2 определяют:

- суммарные активную и реактивную мощности периодически работающих приемников (соответственно  $\Sigma P_{п.р}$  и  $\Sigma Q_{п.р}$ );
- суммарные мощности непрерывно работающих приемников ( $\Sigma P_{н.р}$  и  $\Sigma Q_{н.р}$ );
- суммарные мощности периодически и непрерывно работающих приемников [соответственно  $(\Sigma P_{п.р} + \Sigma P_{н.р})$  и  $(\Sigma Q_{п.р} + \Sigma Q_{н.р})$ ];
- суммарные мощности периодически и непрерывно работаю-



щих приемников с учетом коэффициента одновременности  $k_0$  для каждого эксплуатационного режима:

$$P_0 = (\Sigma P_{п,р} + \Sigma P_{н,р}) k_0; \quad (2.9)$$

$$Q_0 = (\Sigma Q_{п,р} + \Sigma Q_{н,р}) k_0. \quad (2.10)$$

Значения коэффициента одновременности:  $k_0 = 1,0 - 0,8$  при  $P_{п,р} < P_{н,р}$ ;  $k_0 = 0,8 - 0,7$  при  $P_{п,р} = P_{н,р}$ ;  $k_0 = 0,7 - 0,6$  при  $P_{п,р} > P_{н,р}$ ;

расчетные активная, реактивная и полная мощности:

$$P_p = k_n P_0; \quad (2.11)$$

$$Q_p = Q_0; \quad (2.12)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.13)$$

где  $k_n$  — коэффициент, учитывающий значение потери мощности в линиях электропередачи СЭЭС (для малых судов  $k_n = 1,02$ , для средних —  $1,03$ , для крупных —  $1,04$ ).

Следует отметить, что при составлении таблицы нагрузок для генераторов СЭЭС постоянного тока не требуется определять коэффициент мощности и реактивные мощности.

При заполнении форм 2.1 и 2.2 следует учитывать следующие обстоятельства.

В режиме стоянки без грузовых операций (без пассажиров) на судне находится небольшая часть экипажа, работает лишь незначительное количество потребителей электроэнергии, часть средств освещения и отопления, камбузного оборудования, средств связи, общесудовых систем. Станочное оборудование, механизмы энергетической установки, палубные и другие обычно не работают. В этом режиме нагрузка электростанции, как правило, является наименьшей.

В режиме стоянки с погрузкой работают перегрузочные средства (краны, лебедки, грузовые насосы и др.), весь экипаж находится на судне и для него должны быть созданы необходимые условия обитания.

В режиме съёмки с якоря судно полностью подготовлено к ходовому режиму, энергетическая установка работает с малой мощностью, на судне находятся весь экипаж и все пассажиры, работают якореподъемные и швартовные устройства.

В ходовом режиме работает большая часть потребителей электроэнергии, за исключением аварийных, резервных, швартовных, погрузочных, спасательных и других специализированных средств, создается полный комфорт для экипажа и пассажиров. Работают механизмы, обеспечивающие ход судна, средства судовождения и связи, успокоители качки (при определенном волнении моря).

Ходовой режим ледоколов во льдах связан с работой крено-дифференциальных насосов. Ходовой режим промысловых судов связан с работой тральных, сейнерных и других лебедок.

В аварийном режиме можно отказаться от работы механизмов, обеспечивающих комфорт экипажа и пассажиров, но должны обязательно работать потребители, обеспечивающие ход судна, внешнюю и внутреннюю связь, навигационное оборудование, а также пожарные, осушительные и другие спасательные средства.

Наибольшая нагрузка генераторов может быть в ходовом, промысловом, аварийном режимах, а также в режимах съёмки с якоря или погрузки.

При составлении таблицы нагрузок принимают наиболее тяжелые условия эксплуатации судов: темное время суток, холодное или жаркое время года, полная загрузка, максимальная скорость судна и др.

**Определение нагрузки генераторов СЭЭС методом корреляционных зависимостей.** Этот метод базируется: на наличии корреляционной зависимости суммарной установленной мощности генераторов ( $R_T$ ) СЭЭС от мощности главных двигателей ( $N$ ) или полного водоизмещения ( $B$ ) для каждого типа судна. Эти корреляционные зависимости (в виде, уравнений и графиков) используют при разработке технических заданий и технических предложений на строительство судов (при отсутствии перечня приемников электроэнергии). На стадии эскизного проектирования данные зависимости можно использовать для получения предварительных результатов до расчетов другими методами. При определении мощности генераторов  $R_T$  по двум зависимостям  $R_T(N)$  и  $R_T(B)$  в качестве результата расчета принимают среднее арифметическое значение.

Метод корреляционных зависимостей не применяют для выбора мощности аварийных генераторов. Его не распространяют на промысловые суда, суда с динамическим принципом поддержания, водоизмещающие суда, скорость которых более 25 уз, суда, строящиеся малыми сериями (газотурбоходы, атомные суда), а также плавучие электростанции, доки и др.

Значения  $P_T$  (кВт) определяют по следующим формулам;

1) для судов морского флота ( $N$ , тыс. л.с.;  $B$ , тыс. т):  
сухогрузных теплоходов с вертикальной погрузкой штучного и насыпного грузов

$$P_T = 200N/(1 + 0,08N), \text{ или } P_T = 115B^{0,8};$$

сухогрузных теплоходов с горизонтальной погрузкой

$$P_T = 290N/(1 + 0,07N), \text{ или } P_T = 200B/(1 + 0,08B);$$

сухогрузных пароходов и крупных теплоходов

$$P_T = 180N, \text{ или } P_T = 125B;$$

нефтеналивных теплоходов и пароходов (не имеющих электрических грузовых насосов)

$$P_T = 200 + 105N, \text{ или } P_T = 150 + 40B \text{ и } P_T = 225B^{0,5}$$

(соответственно водоизмещением до 30 тыс. т и более 30 тыс. т);

ледоколов и самоходных паромов

$$P_T = 35N^{0,8} \text{ или } P_T = 11B^{1,45};$$

буксиров

$$P_T = 130N, \text{ или } P_T = 245B;$$

2) для судов внутреннего или смешанного плавания ( $N$ , л.с.;  $B$ , т):

сухогрузных

$$P_T = 0,15N, \text{ или } P_T = 0,055B;$$

нефтеналивных

$$P_T = 0,22N/(1 + 0,0002N), \text{ или } P_T = 0,19B/(1,2 + 0,00035B);$$

**2.1. Корреляционные зависимости потребляемой мощности  $P$  в различных режимах от установленной мощности  $P_T$  судовых электростанций**

Толкачи	$P = 0,25 P_T$	$P = 0,3 P_T$	$P = 0,45 P_T$	$P = 0,45 P_T$	$P = 0,45 P_T$
Пассажирские внутреннего плавания	$P = 0,15 P_T$	$P = 0,3 P_T$	$P = 0,4 P_T$	$P = 0,4 P_T$	$P = 0,34 P_T$
Морские сухогрузные теплоходы	$P = 0,3 P_T$	$P = 0,5 P_T$	$P = 0,5 P_T$	$P = 0,5 P_T$	$P = 0,4 P_T$
Морские сухогрузные пароходы	$P = 0,25 P_T$	$P = 0,45 P_T$	$P = 0,43 P_T$	$P = 0,43 P_T$	$P = 0,37 P_T$
Морские танкеры	$P = 0,24 P_T$	$P = 0,6 P_T$	$P = 0,53 P_T$	$P = 0,53 P_T$	$P = 0,38 P_T$
Морские ледоколы, паромы	$P = 0,15 P_T$	$P = 0,4 P_T$	$P = 0,55 P_T$	$P = 0,55 P_T$	$P = 0,44 P_T$
Сухогрузные танкеры внутреннего плавания	$P = 0,25 P_T$	$P = 0,4 P_T$	$P = 0,4 P_T$	$P = 0,4 P_T$	$P = 0,4 P_T$

толкачей (буксиров)

$$P_r = 0,25N/(1,3 + 0,0005N), \text{ или } P_r = 0,8B/(1,4 + 0,0014B);$$

пассажижских

$$P_r = 208N^{1,5} \text{ или } P_r = 200B^{1,5}.$$

Корреляционные зависимости активной потребляемой мощности  $P$  в различных режимах от установленной мощности генераторов  $P_r$  судовых электростанций приведены в табл. 2.1.

## 2.6. ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА, МОЩНОСТИ И ТИПА ГЕНЕРАТОРОВ

После определения расчетной мощности нагрузки ( $P_p$ ,  $Q_p$ ,  $S_p$ ) можно приступить к выбору количества и номинальной мощности основных и резервных генераторов СЭЭС. Если значение средневзвешенного коэффициента мощности более 0,8, то для выбора генераторов используют значения расчетной мощности  $P_p$ . Если значение коэффициента мощности менее 0,8, используют значения расчетной полной мощности  $P_p$ . В последнем случае коэффициент мощности можно повысить путем установки в СЭЭС компенсирующих устройств, например статических конденсаторов.

Суммарную мощность основных генераторов СЭЭС выбирают по режиму с наибольшей расчетной нагрузкой, которым в большинстве случаев является ходовой режим. За время срока службы судна (25—30 лет) могут быть установлены новые приемники электроэнергии, для чего рекомендуется предусматривать запас общей мощности генераторов СЭЭС не менее 20%.

Согласно требованиям Регистра РФ на случай выхода из строя любого из основных генераторов должны предусматриваться один или несколько резервных генераторов. При этом общая мощность СЭЭС должна быть достаточной для обеспечения потребителей электроэнергии ответственного назначения в ходовом и аварийном режимах работы судна. В качестве основных и резервных источников электроэнергии на пароходах можно использовать как ТГ, так и ДГ, а на теплоходах только ДГ. Валогенераторы применяют только в качестве основных источников электроэнергии, а в качестве их резерва — ДГ.

Количество и мощность ТГ определяют по нагрузке ходового и аварийного (с учетом режима съемки с якоря) режимов, а количество и мощность ВГ — по нагрузке только ходового и аварийного режимов.

При компоновке основных электростанций СЭЭС дизель-генераторами наиболее предпочтительным является вариант их равной мощности (как основных, так и резервных).

При использовании в СЭЭС турбогенераторов в качестве основных и ДГ в качестве резервных мощность первых, как правило, превышает мощность вторых. При использовании ВГ в качестве основных и ДГ в качестве резервных мощность вторых на малых судах равна мощности первых, а на крупных судах обычно меньше мощности первых.

Для уменьшения расхода топлива и, следовательно, для уменьшения себестоимости вырабатываемой электроэнергии количество и номинальные мощности генераторов должны быть такими, чтобы коэффициент загрузки при работе в наиболее длительных режимах эксплуатации (стоянке, ходовом) составлял 60—90% номинального, в кратковременных режимах — не менее 50% для ДГ и 40% для ТГ. Нагрузку ВГ можно снижать до любого значения.

Коэффициент загрузки генераторов можно повысить, если электростанции СЭЭС будут состоять из большого количества генераторов относительно небольшой мощности с применением их параллельной работы. Однако количество генераторов в СЭЭС ограничивается возможностью их размещения на судне и обычно составляет 2—4. В последнем случае два генератора эксплуатируют в режиме параллельной работы, один находится в резерве и один на профилактическом осмотре. При выборе количества генераторов в СЭЭС решают задачи работы и загрузки генераторов в режиме стоянки. Опыт показывает, что установка стояночного ДГ меньшей мощности по сравнению с другим ДГ нецелесообразна, поскольку в ходовом режиме его не используют. При отказе такого ДГ (в работе или при профилактике) его приходится заменять ДГ большей мощности (при низком коэффициенте загрузки). Наиболее целесообразным является вариант, когда в режиме стоянки достаточно полно загружают любые дизель-генераторы СЭЭС. В противном случае устанавливают два стояночных ДГ (например, на плавкранах).

Выбирая количество и номинальные мощности основных и резервных генераторов, необходимо осуществить оценку возможности прямого пуска наиболее мощных АД от любого СГ в любом режиме работы судна. При этом не следует ориентироваться на то, что для пуска, например, электродвигателя пожарного насоса можно предварительно запустить и включить на параллельную работу второй генераторный агрегат. Лучше принять меры по снижению пускового тока АД и предусмотреть возможность его пуска от одного генератора наименьшей мощности. При этом следует иметь в виду, что обычно прямой пуск возможен при условии, если мощность двигателя составляет не более 30% мощности генератора.

Следует также провести оценку ожидаемых значений токов металлического к.з. в СЭЭС при выбранном количестве параллельно рабо-

таких генераторов, наметить типы АВ, устанавливаемых на ГРiД (предварительно оценив его габаритные размеры и массу).

Окончательный выбор количества и мощности генераторов электростанций СЭЭС и их компоновки с ГРiЩ осуществляют на основании технико-экономических сравнений нескольких вариантов.

Рекомендуется устанавливать следующее количество основных источников электроэнергии (генераторов):

- 2—3 на малых транспортных и промысловых морских судах;
- 3—4 на средних и крупных морских судах;
- 3—6 на морских судах технического флота;
- 2—3 на транспортных судах внутреннего плавания;
- 3—4 на судах технического флота внутреннего плавания.

## 2.7. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АККУМУЛЯТОРОВ

Выбор аккумуляторов обычно состоит в решении двух задач: выбора типа аккумулятора, соответствующего заданным условиям эксплуатации, и определения емкости аккумуляторной батареи для питания заданных потребителей электроэнергии.

Применение кислотных аккумуляторов целесообразно в тех случаях, когда предъявляются жесткие требования к габаритным размерам и стабильности напряжения при разрядах большими токами. В остальных случаях следует применять щелочные аккумуляторы.

Определение емкости аккумуляторной батареи осуществляют на основании требуемого разрядного тока или разрядной мощности и времени разряда. При наличии нескольких потребителей, питающихся от батареи, это сделать легко. При наличии же большого количества потребителей составляют специальную таблицу нагрузок, аналогичную таблице для выбора судовых генераторов.

Например, рассмотрим определение потребной емкости аккумуляторной батареи, питающей нормальное освещение и дизельный стартер. Зная количество и мощность осветительных устройств, а также время их работы, можно определить потребную для освещения энергию ( $\text{Вт} \cdot \text{ч}$ ). Допустим, что эта энергия равна  $4800 \text{ Вт} \cdot \text{ч}$ . При напряжении сети, равном  $24 \text{ В}$ , емкость аккумулятора, необходимая для питания освещения,  $C_{\text{ос}} = 4800/24 = 200 \text{ А} \cdot \text{ч}$ .

Емкость, необходимая для пуска стартера (продолжительностью одного пуска  $t = 5 \text{ с}$ , с числом пусков стартера  $n = 20$  при среднем пусковом токе стартера  $I = 1200 \text{ А}$ )  $C_{\text{ст}} = Itn/3600 = 1200 \cdot 5 \cdot 20/3600 = 33,3 \text{ А} \cdot \text{ч}$ .

Общая емкость аккумулятора, требуемая для питания освещения и стартера,  $C = (C_{\text{ос}} + C_{\text{ст}}) / k_1 k_2 = (200 + 33,3) / 0,9 - 0,85 = 305 \text{ А} \cdot \text{ч}$  [где  $k_1$  — коэффициент, учитывающий снижение емкости за время эксплуатации аккумулятора (для всех аккумуляторов принимают  $k_1 = 0,9$ );  $k_2$  — коэффициент, учитывающий снижение емкости аккумулятора за время кратковременных разрядов и зависящий от типа и режима работы аккумулятора (для стартерных кислотных аккумуляторов  $k_2 = 0,84 - 0,85$ )].

Для обеспечения этой емкости выбираем три параллельно соединенных комплекта аккумуляторов типа 6СТЭ-128 напряжением 24 В с емкостью каждого 112 А · ч при 10-часовом режиме разряда (время работы аккумуляторов на освещение равно примерно 10 ч). Общая емкость трех аккумуляторов  $C = 3 \cdot 112 = 336 \text{ А} \cdot \text{ч}$ .

При выборе емкости аккумуляторной батареи, не работающей в режиме кратковременных разрядов, коэффициент  $k_2$  принимают равным 1. При выборе щелочных аккумуляторных батарей достаточно учитывать только коэффициент  $k_1$ , поскольку их емкость мало зависит от режима разряда. При определении емкости аварийной аккумуляторной батареи необходимо учитывать, что она согласно требованиям Регистра РФ должна разряжаться до напряжения не менее 0,9 номинального и обеспечивать питание: аварийного освещения, сигнально-отличительных фонарей и ламп дневной сигнализации в течение 36 ч для пассажирских, промысловых и научно-исследовательских судов неограниченного района плавания и в течение 3 ч для всех других судов; трехкратного открывания и закрывания всех водонепроницаемых дверей; сигнализации о пуске средств пожаротушения, закрытия дверей, авральной и другой сигнализации в течение 1 ч.

Если аварийным источником электроэнергии является ДГ, то предусматривают аварийную аккумуляторную батарею в качестве кратковременного источника электроэнергии, обеспечивающую питание указанных выше потребителей в течение 30 мин.

## **2.8. ВЫБОР ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Выбор трансформаторов осуществляют в основном по трем номинальным параметрам: количеству фаз, напряжению (на входе и выходе) и мощности. Предварительно определяют место установки и тип трансформатора.

В СЭЭС применяют однофазные и трехфазные трансформаторы. Первые изготавливают на напряжение 127, 220, 380, 660 В на входе и 26,

133, 230, 400 В на выходе мощностью от 0,25 до 63 кВА, а вторые — на напряжение 220, 380, 660 В на входе и 133, 230, 400 В на выходе мощностью от 1,6 до 100 кВА.

Выбор трансформаторов по напряжению осуществляют в зависимости от его назначения, выбор по мощности — на основании расчета.

При расчете мощности генераторов СЭЭС коэффициент мощности нагрузки трансформаторов принимают в пределах 0,9–1,0. Нагрузку трансформатора (ЕР) определяют без разделения на непрерывную и переменную. Условие выбора трансформатора следующее:

$$nS_{н.т} \geq k_{0.3} \sum_{i=1}^n P_b$$

где  $n$  — число трансформаторов;  $S_{н.т}$  — номинальная мощность трансформатора;  $k_{0.3}$  — коэффициент одновременности.

Если трансформатор питает одноименные потребители электрической энергии, например освещение, то его мощность выбирают по режиму наибольшей нагрузки, принятой в таблице нагрузок генераторов. Обычно это соответствует рабочему режиму эксплуатации (для транспортных судов — ходовой режим, для промысловых — режим промысла, для плавкранов — выполнение грузовых операций и т. п.). Если трансформатор питает ряд разноименных потребителей, то для определения его мощности необходимо составить таблицу нагрузок данного трансформатора по режимам аналогично таблице нагрузок генераторов. В целях обеспечения наибольшей надежности электроснабжения часто используют индивидуальные трансформаторы для питания освещения, камбузного оборудования, радиооборудования и др. При этом целесообразно применение параллельной работы одноименных трансформаторов. Однако не рекомендуется включать параллельно трансформаторы с соотношением мощностей 3 : 1.

Число трансформаторов зависит от назначения судна и распределения приемников электроэнергии по судну. По требованию Регистра РФ трансформаторная подстанция должна обеспечивать питание всех приемников в случае отказа самого мощного трансформатора. Чаще всего на судах ставят два или три трансформатора равной мощности, подключая их к разным секциям ГРЩ.

Вращающиеся и статические преобразователи электрической энергии выбирают по входным и выходным параметрам в зависимости от назначения и требуемой мощности. Часто преобразователи



комплекуют с потребителями электрической энергии (например, с гирокомпасом, радиолокационными станциями и др.).

На судах находят применение двух- и трехмашинные преобразователи мощностью от 4 до 120 кВт, однокорпусные мощностью от 1 до 50 кВт и однакорпусные мощностью от 0,24 до 1 кВт. Широко применяют статические преобразователи для зарядки аккумуляторных батарей, преобразования частоты, выпрямления переменного тока и инвертирования постоянного тока в переменный.

Напряжение синхронных генераторов (СГ), а также генераторов постоянного тока с параллельным и независимым возбуждением зависит от нагрузки.

Отклонением напряжения в СГ определяют главным образом размагничивающее действие реакции статора и индуктивное падение напряжения. В наибольшей степени размагничивающее действие статора проявляется при чисто индуктивном характере нагрузки, когда реакция статора направлена по продольной оси против основного магнитного потока машины. По этим причинам в нагруженном СГ при отсутствии автоматического регулятора напряжение может отклониться от номинального значения на 50%, а в некоторых случаях и больше.

Пуск большинства судовых АД осуществляется прямым включением в сеть и сопровождается большими бросками тока при низком коэффициенте мощности. Поэтому в сети при ограниченной мощности судовой электростанции значительно снижается напряжение. При прямом пуске АД, соизмеримого с генератором по мощности, пусковые токи оказываются настолько большими, что напряжение генератора может снизиться до значения, при котором работающие электроприводы либо отключатся, либо уменьшат частоту вращения и остановятся. Процесс разгона включаемого АД при снижении напряжения затягивается (поскольку его вращающий момент пропорционален квадрату напряжения) или может не осуществиться. Длительность пусковых токов сравнительно невелика, но включения могут следовать одно за другим (например, при работе электродвигателей грузовых устройств). При этом напряжение генератора не успевает восстанавливаться до номинального значения и снижается еще больше.

Значение нагрузки влияет также на изменение частоты вращения приводного двигателя генератора.

Отмеченные особенности судовых электроприводов и генераторов привели к необходимости автоматической стабилизации напряжения и частоты в СЭЭС.

Наиболее тяжелые условия работы с точки зрения стабилизации напряжения и частоты вращения оказываются у валогенераторов. Последние в отличие от автономных судовых ГА воспринимают все колебания частоты вращения гребного вала, которые при этом могут изменяться в довольно широких пределах за сравнительно малый промежуток времени.

### **3.1. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И ЧАСТОТЫ**

Системы автоматического регулирования напряжения (САРН) и частоты (САРЧ) для судовых генераторов выбирают в зависимости от тех требований, которые предъявляют к СЭС, с учетом условий эксплуатации. Эти требования могут быть удовлетворены, если эти системы, помимо устойчивости, соответствуют также определенным качественным показателям (статическая ошибка, динамическая ошибка, время затухания переходного процесса, характер его протекания).

Существующие Правила Регистра РФ предусматривают следующие требования к точности стабилизации напряжения:

- агрегаты постоянного тока с генераторами параллельного возбуждения должны иметь такие внешние характеристики генераторов и автоматические регуляторы напряжения, чтобы при изменениях нагрузки от холостого хода до номинальной напряжение поддерживалось в пределах  $\pm 2,5\%$  номинального;
- агрегаты постоянного тока с генераторами смешанного возбуждения должны иметь такие внешние характеристики, чтобы напряжение нагретого генератора, установленное на номинальное значение с погрешностью не более 1% при 20%-ной нагрузке, не изменилось при полной нагрузке более чем на 1,5% для генераторов мощностью 50 кВт и более и на 2,5% для генераторов меньшей мощности;
- агрегаты переменного тока должны иметь САРН, обеспечивающие при изменениях нагрузки от холостого хода до номинальной при номинальном коэффициенте мощности поддержание номинального напряжения в пределах  $\pm 2,5\%$  номинального (аварийные агрегаты — до  $\pm 3,5\%$ ). Для основных генераторов допускается поддержание постоянства напряжения в пределах  $\pm 3,5\%$  номинального при коэффициенте мощности от 0,6 до 0,9 (исключая номинальный). Рекомен-

дуется, однако, чтобы стабилизация напряжения генератора и в этом случае поддерживалась в пределах  $\pm 2,5\%$  номинального. Указанное выше требование относится к случаю работы агрегата при номинальной частоте вращения и номинальной нагрузке генератора;

- внезапное изменение симметричной нагрузки генератора, работающего при номинальной частоте вращения и номинальном напряжении при имеющихся токе и коэффициенте мощности, не должно вызывать снижения номинального напряжения менее 85% и повышения более 120%. После этого напряжение генератора должно в течение не более 1,5 с восстанавливаться (с погрешностью  $\pm 3\%$  номинального напряжения). Для аварийных агрегатов эти значения могут быть увеличены по времени до 5 с и по напряжению до  $\pm 4\%$  номинального значения;
- генераторы переменного тока должны обладать достаточным резервом возбуждения для поддержания в течение 2 мин номинального напряжения (с отклонением  $\pm 10\%$ ) при перегрузке генератора током, равным 150% номинального, и коэффициенте мощности, равном 0,6;
- мгновенное изменение частоты вращения ДГ при набросе или сбросе 100%-ной нагрузки не должно превышать 10% номинальной частоты вращения, отсчитанных от частоты вращения предшествующего установившегося режима. Частота вращения вновь установившегося режима не должна отличаться от частоты вращения предшествовавшего режима более чем на 5% номинальной частоты вращения;
- регулятор частоты вращения должен иметь устройство для местного и дистанционного изменения частоты вращения приводного двигателя в пределах  $\pm 10\%$  номинального значения;
- при параллельной работе генераторов активная и реактивная нагрузки должны распределяться с отклонением  $\pm 10\%$  номинальной для каждого генератора;
- для обеспечения устойчивости работы СЭЭС в момент отключения к.з. САРН СГ должна обеспечивать достаточно быструю скорость нарастания напряжения на обмотке возбуждения и высокий максимальный уровень напряжения при форсировке возбуждения.

В ряде случаев к качеству генерируемой энергии постоянного и переменного тока предъявляют более высокие требования. Кроме качественных показателей, при выборе САРН и САРЧ учитывают надежность действия системы, простоту и удобство обслуживания, массу и габаритные размеры.

### 3.2. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Система автоматического регулирования напряжения представляет собой динамическую систему, состоящую из объекта регулирования — синхронного генератора и автоматического управляющего устройства — автоматического регулятора напряжения (АРН), взаимодействующих между собой.

Регулируемой (управляемой) величиной в САРН является напряжение генератора  $U_r$ , управляющей (регулирующей) величиной — напряжение  $U_b$  или ток  $I_b$  возбуждения генератора. Основное внешнее воздействие на генератор и его выходное напряжение оказывают ток нагрузки  $I_r$  и фаза  $\varphi$  тока нагрузки генератора.

Питание обмотки возбуждения генератора ОВГ осуществляется по двум каналам: по каналу напряжения  $I_u$  и по каналу тока нагрузки  $I_i$  (рис. 3.1, а).

В режиме холостого хода процесс возбуждения обеспечивается по каналу напряжения, а при нагрузке — еще и по каналу тока (рис. 3.1, б).

По принципу действия все САРН подразделяют на следующие типы.

1. Системы, действующие по возмущению — току нагрузки генератора  $I_r$ :

системы токового компаундирования, у которых ток  $I_b$  определяется  $U_r$ ,  $I_r$ , т. е.  $I_b = f(U_r, I_r)$ ;

системы фазового компаундирования, у которых ток  $I_b$  определяется  $U_r$ ,  $I_r$ ,  $\cos \varphi$ , т. е.  $I_b = f(U_r, I_r, \cos \varphi)$ .

2. Системы, действующие по отклонению регулируемой величины ( $U_r$ ), у которых ток  $I_b = f(U_r, \Delta U)$  где  $\Delta U = U_r - U_{r.n.}$

3. Комбинированные системы, действующие одновременно по возмущению и отклонению.

По способу воздействия на ОВГ все САРН делят на 2 группы:

- системы прямого регулирования, в которой АРН непосредственно воздействует на ОВГ;

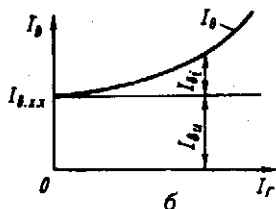
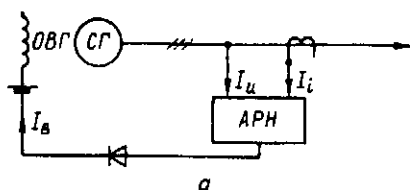


Рис. 3.1. Структурная схема САРН СГ (а);

б — зависимость тока возбуждения от тока нагрузки генератора.

- системы косвенного регулирования, в которой АРН воздействует на ОВГ через возбудитель постоянного тока В синхронного генератора с контактными кольцами или через возбудитель переменного тока В; в бесщеточном синхронном генераторе, у которого трехфазная обмотка возбуждения возбудителя, вращающийся выпрямитель UZ и обмотка ОВГ расположены на роторе генератора и вращаются вместе с ним.

Наибольшее распространение на судах получили САРН прямого регулирования. Синхронные генераторы с такими САРН называют генераторами с самовозбуждением (ССГ). Недостатком ССГ является наличие колец и щеток в цепи ротора генератора. САРН с возбудителями постоянного тока имеют щеточные контакты, увеличивают общую длину генераторного агрегата и имеют сравнительно небольшое быстродействие из-за наличия инерционных звеньев — обмотки возбуждения возбудителя ОВВ, обмотки якоря возбудителя В.

Основным достоинством бесщеточных синхронных генераторов (БСГ) является полное отсутствие скользящих контактов, что обеспечивает им большую эксплуатационную надежность при условии надежного крепления вращающихся вентилях UZ. Быстродействие, масса и габаритные размеры этой САРН примерно такие, как у САРН с возбудителем постоянного тока. На судах БСГ находят все более широкое применение.

### 3.3. СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ С ТОКОВЫМ И ФАЗОВЫМ КОМПАУНДИРОВАНИЕМ

**САРН СГ с токовым компаундированием.** Характерным для токового компаундирования (рис. 3.2) является арифметическое сложение выпрямленных токов, поступающих в ОВГ по каналам напряжения и тока. Это значит, что составляющая тока в ОВГ, поступающая по каналу тока, зависит только от нагрузки СГ и не зависит от характера ( $\cos \varphi$ ) этой нагрузки. Очевидно, что и суммарный ток в ОВГ, поступающий по обоим каналам, также не зависит от характера нагрузки СГ, а зависит только от ее значения. Указанное обстоятельство является недостатком САРН с токовым компаундированием. Действительно, при смешанной (активно-индуктивной) нагрузке в СГ наряду с попе-

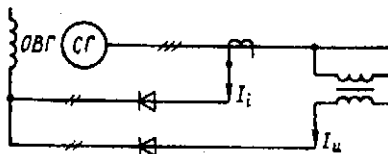
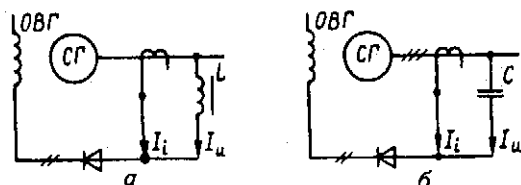


Рис. 3.2. Структурная схема САРН СГ с токовым компаундированием.



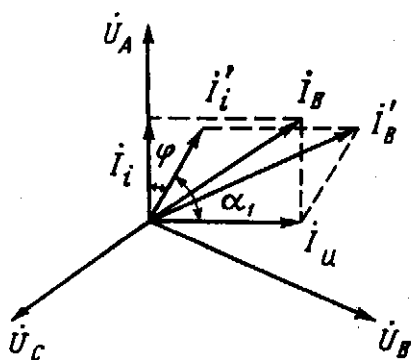
**Рис. 3.3.** Структурные схемы САРН СГ с фазовым компаундированием:  
 а — с дросселем в канале напряжения; б — с конденсатором в канале напряжения.

речной имеет место продольная реакция статора. Чем меньше  $\cos \varphi$  (т. е. чем больше индуктивная составляющая нагрузочного тока), тем сильнее размагничивающее действие продольной реакции статора и тем круче спадает внешняя характеристика СГ.

Схема токового компаундирования может быть настроена так, что, например, при номинальной нагрузке и номинальном коэффициенте мощности размагничивающее действие реакции статора будет компенсироваться действием канала тока нагрузки АРН. Тогда при измененном характере нагрузки эта компенсация будет недостаточной или избыточной.

Из сказанного следует, что токовое компаундирование без специальных дополнительных устройств (корректоров напряжения) не обеспечивает постоянство напряжения СГ при изменении  $\cos \varphi$  нагрузки.

**САРН СГ с фазовым компаундированием.** Характерным для систем с фазовым компаундированием (рис. 3.3, а) является геометрическое суммирование (рис. 3.4) составляющих токов, поступающих в ОВГ по каналам напряжения ( $I_u$ ) и тока ( $I_i$ ), что обеспечивается благодаря включению фазового дросселя  $L$  в канале напряжения.



**Рис. 3.4.** Векторные диаграммы напряжений и токов для фазы А при  $\varphi = 0$ .

Поскольку в цепи канала напряжения включен фазовый дроссель  $L$ , имеющий большое индуктивное сопротивление, то вектор тока  $I_u$  в этой цепи по характеру индуктивный и отстает по фазе от вектора напряжения на  $90^\circ$ . Положение вектора тока  $I_i$  определяется характером тока нагрузки генератора. При активной нагрузке генератора ( $\varphi = 0$ ) вектор  $I_i$  совпадает по фазе с вектором напряже-

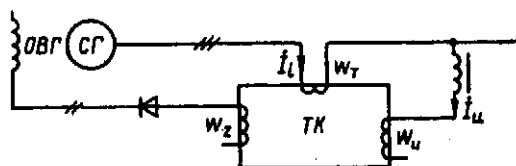


Рис. 3.5. Структурная схема САРН СГ фазового компаундирования с трансформатором компаундирования.

ния  $\dot{U}_A$ . Результирующий вектор тока возбуждения  $\dot{I}_B$  получается сложением векторов  $\dot{I}_u$  и  $\dot{I}_i$  расположенных под углом  $\alpha = 90^\circ$ .

При смешанной (активно-индуктивной) нагрузке вектор  $\dot{I}_i$  (на рис. 3.4 вектор  $\dot{I}_B$ ) будет отставать от вектора  $\dot{U}_A$  на угол  $\varphi > 0$ , а положение вектора  $\dot{I}_u$  останется неизменным. При этом вектор тока возбуждения  $\dot{I}_B$  получается в результате сложения векторов  $\dot{I}_u$  и  $\dot{I}_i$ , угол между которыми  $\varphi$  менее  $90^\circ$ . В результате оказывается, что  $I'_B > I_B$ . Таким образом, при появлении индуктивной составляющей тока нагрузки СГ под действием продольной реакции статора генератор размагнитится сильнее, что приводит к уменьшению его напряжения. Указанное действие реакции статора компенсируется тем, что система фазового компаундирования автоматически увеличивает ток возбуждения  $\dot{I}_B$  в ОВГ. Чем меньше  $\cos \varphi$  нагрузки, тем под более острым углом  $\varphi$  суммируются составляющие  $\dot{I}_u$  и  $\dot{I}_i$  и больше ток  $\dot{I}_B$  в ОВГ, что компенсирует размагничивающее действие продольной реакции статора. Когда  $\cos \varphi = 0$  (чисто индуктивная нагрузка), векторы  $\dot{I}_u$  и  $\dot{I}_i$  совпадают.

В качестве компаундирующего элемента в САРН фазового компаундирования можно применять не только дроссель, но и конденсатор С. Однако чаще всего применяют дроссель, так как индуктивное сопротивление обеспечивает лучшее качество системе компаундирования.

В АРН суммирование составляющих сигналов по каналам напряжения и тока нагрузки может быть осуществлено не только электрическим, но и электромагнитным способом с помощью трансформаторов компаундирования ТК (рис. 3.5 и 3.6).

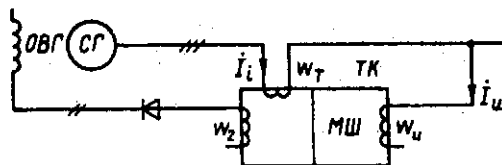
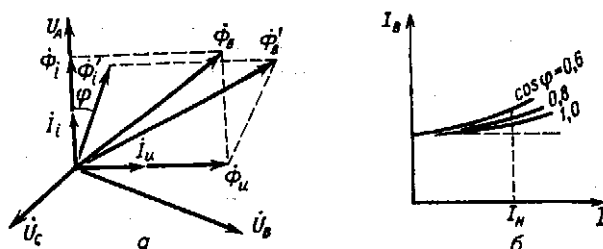


Рис. 3.6. Структурная схема САРН СГ фазового компаундирования с трансформатором компаундирования, имеющим магнитный шунт.





**Рис. 3.7.** Векторная диаграмма напряжений и магнитных потоков для фазы А при электромагнитном сложении сигналов по каналам напряжения и тока нагрузки (а) и регулировочные характеристики СГ с САРН фазового компаундирования (б).

В трансформаторе компаундирования с магнитным шунтом МШ (см. рис. 3.6) функции компаундирующего элемента выполняет магнитный шунт, который обеспечивает значительный магнитный поток рассеяния обмотки  $w_1$  и соответственно значительное увеличение ее индуктивного сопротивления рассеяния  $x_s$ , что эквивалентно включению дросселя.

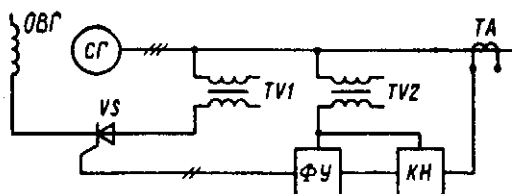
При электромагнитном суммировании геометрически складываются магнитные потоки  $\Phi_u$  и  $\Phi_i$ , создаваемые токами намагничивания  $I_u$  и  $I_i$  совпадающие с ними по фазе (рис. 3.7, а). Результирующий магнитный поток  $\Phi_B$ , замыкаясь по сердечникам возбуждательного трансформатора, будет пересекать витки вторичной обмотки  $w_2$  и будет индуцировать в ней э.д.с, значение которой пропорционально потоку  $\Phi_B$ . С увеличением угла  $\varphi$  будет возрастать  $\Phi_B$ .

САРН фазового компаундирования обеспечивает поддержание напряжения с отклонением  $\pm 2,5\%$  номинального значения.

Когда требуется большая точность стабилизации напряжения СГ, например отклонения  $\pm 1\%$  номинального, тогда используют так называемые корректоры напряжения (КН). В этом случае приходится иметь дело с САРН фазового компаундирования и корректором напряжения.

### 3.4. СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ ПО ОТКЛОНЕНИЮ

В схеме САРН (рис. 3.8) обмотка возбуждения СГ включена на обмотку его статора через понижающей трансформатор TV1 и тиристоры VS. Цепь управления тиристоров получает питание от фазосдвигаю-



**Рис. 3.8.** Структурная схема САРН СГ по отклонению напряжения с применением тиристоров.

щего устройства ФУ. При отклонении напряжения генератора от номинального значения в ту или иную сторону, что фиксируется КИ, изменяется фаза сигналов, поступающих на управляющие электроды тиристоров, благодаря чему изменяется ток возбуждения генератора, что способствует восстановлению номинального напряжения генератора.

Трансформатор TV2 питает КИ и ФУ, трансформатор тока ТА включен на корректор напряжения.

При глухом к.з. СГ, так же как и при малой удаленности точки к.з. от его зажимов, в СГ исчезает возбуждение, что является серьезным недостатком этой схемы.

### 3.5. САРН ВАЛОГЕНЕРАТОРА СУДОВ РТМ-С

В качестве примера рассмотрим САРН синхронного валогенератора судов РТМ-С (рыболовный траулер морозильный-супер).

Валогенераторные установки широко распространены на промысловых судах. Поскольку промысловый флот в основном зарубежной постройки, валогенераторы стали там применять раньше. Накоплен опыт эксплуатации валогенераторных установок, которых можно анализировать, выявлять положительные и отрицательные стороны построения ВГУ.

На промысловых судах РТМ-С типа «Прометей» используется валогенератор трехфазного переменного тока типа DGFS 1815-28 производства завода ФЕБ Электромашиненбау, Германия. Технические данные валогенератора следующие: мощность 1200 кВа, напряжение 390 В, частота 50 Гц, скорость вращения 22,4 рад/с (214 об/мин), коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,8$ .

Валогенератор встроен в судовой валопровод. Он имеет автоматическую систему стабилизации напряжения, обеспечивающую точность поддержания напряжения  $\pm 2,5\%$  при волнении моря до 6 баллов и  $\pm 3,5\%$  при волнении моря до 9 баллов. Система охлаждения ВГ принудительная.

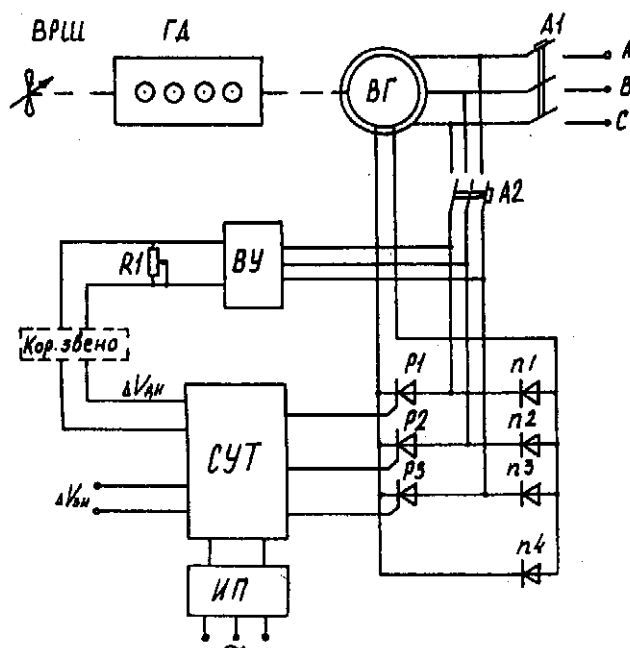


Рис. 3.9. ВГУ судов РТМ-С.

При стопроцентной нагрузке ( $\cos \varphi = 0,3$ ) провал напряжения составляет 20% номинального значения. Время восстановления напряжения до номинального значения равно 0,2 с. При сбросе нагрузки всплеск напряжения может увеличиваться до 24% номинального значения, время его восстановления 0,3 с.

Для обеспечения кратковременной работы ВГ параллельно с генераторами судовой сети имеется уравнильный провод, включаемый в зависимости от положения коммутационного аппарата, установленного между шинами главного распределительного щита (ГРЩ). Принципиальная электрическая схема стабилизации напряжения ВГ судов РТМ-С представлена на рис. 3.9. На рис. 3.9 не показаны детали, служащие для вспомогательных целей и не связанные с принципом регулирования напряжения.

Электропитание схемы управления ВГ осуществляется от генераторных зажимов через автоматический выключатель А2. При напряжении питания 390 В трехфазная схема управления обеспечивает напряжение на выходе от 0 до 520 В в зависимости от угла открытия тиристорov P1–P3. Максимальное напряжение отдается только кратковременно в

переходном процессе, когда необходимо быстрое восстановление провалов напряжения. Напряжение на выходе схемы управления ВГ представляет собой ряд срезанных синусоидальных полувольт, сдвинутых относительно друг друга на  $120^\circ$ . При отсутствии напряжения ток возбуждения протекает через полупроводниковый диод холостого хода  $p4$ .

Режим работы тиристорov регулируется импульсами блокинг-генератора. Блокинг-генераторы отдают напряжение зажигания тиристорov в том случае, если через базовые ограничительные сопротивления к эмиттеру подается напряжение  $+1,8$  В; при большем значении напряжения импульсное напряжение зажигания не появляется. Блокинг-генераторы входят в систему управления тиристорами (СУТ), показанную на рис. 3.9.

При провалах напряжения ВГ до величины 33% номинального значения происходит отключение выключателя аварийного генератора. Питающее напряжение 4В поступает к системе управления тиристорами от источника питания переменного тока.

На вход СУТ подается задающее напряжение  $\Delta U_{3.н}$ . Действительная величина напряжения  $\Delta U_{д.н}$ , пропорциональная напряжению ВГ, поступает на вход СУТ через выпрямительное устройство ВУ. Сопротивление  $R1$  предназначено для регулирования  $\Delta U_{д.н}$ . Разностное напряжение  $\Delta U = \Delta U_{3.н} - \Delta U_{д.н}$  поступает на вход диодов в мостовой схеме (входит в СУТ), где происходит сравнение заданной и действительной величин напряжения. Разность между заданной и действительной величиной напряжения суммируется с синхронизирующим напряжением соответствующей фазы, образуя напряжение управления тиристорами системами стабилизации напряжения валогенератора. Корректирующее звено в реальную схему управления ВГ не входит. Его назначение подробно рассматривается в главе 2.

Частота напряжения на судах РТМ-С зависит от скорости вращения главного двигателя. Ее постоянство обеспечивается гидравлическим регулятором VG-40 типа «Woodward» при всех состояниях нагрузки в пределах диапазона мощности двигателя.

Валогенераторы на судах типа РТМ-С используются только в районе промысла для обеспечения электроэнергией дополнительных потребителей. К ним относятся две траловые лебедки с гидравлическими насосами мощностью 235 кВт и четыре кабельные лебедки мощностью 82 кВт каждая, а также компрессор охлаждения рыбы, вентиляция и др. Траловые лебедки полностью потребляют электроэнергию при отдаче и выборке трала, в другое время гидравлические насосы работают не на полную мощность. При этом ВГ также не работает на полную мощность, его коэффициент мощности мал по величине ( $\cos \varphi = 0,3 - 0,4$ ).

### 3.6. КОМБИНИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Корректор напряжения в комбинированной САРН (рис. 3.10) работает по принципу отклонения регулируемой величины (напряжения  $U_r$ ) от заданного (номинального) значения. Он состоит из преобразовательного элемента ПЭ, измерительного элемента ИЭ, усилителя У и регулирующего элемента, расположенного в АРН.

Корректор напряжения осуществляет воздействие на АРН с помощью трансформаторов компаундирования или дросселей с подмагничиванием, магнитных усилителей или тиристоров. При этом КН подключают соответственно к обмотке подмагничивания трансформатора фазового компаундирования или дросселя, к обмотке управления магнитного усилителя или к электроду управления тиристора.

Корректор напряжения может воздействовать непосредственно на ОВГ (на рис. 3.10 показано штриховой линией), но тогда он должен обладать значительной мощностью. Такое подключение КН используют очень редко.

Как правило, корректор напряжения понижает напряжение генератора до номинального. Если его отключить, то напряжение генератора повышается примерно на 10% его номинального значения. В САРН СГ типа МСК используют трансформатор компаундирования ТК с подмагничиванием и магнитным шунтом МШ. Обмотка подмагничивания  $w_n$  указанного трансформатора получает питание от КН, который представляет собой устройство, состоящее из полупроводниковых элементов и работающее в импульсном режиме. При уменьшении напряжения СГ корректор напряжения действует так, что ток подмагничивания  $I_n$  уменьшается, полезный результирующий магнитный поток  $\Phi$  увеличивается, выходное напряжение обмотки  $w_2$

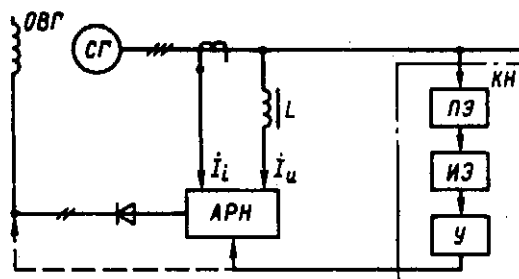


Рис. 3.10. Структурная схема САРН СГ с фазовым компаундированием и корректором напряжения ( $L$  — дроссель).

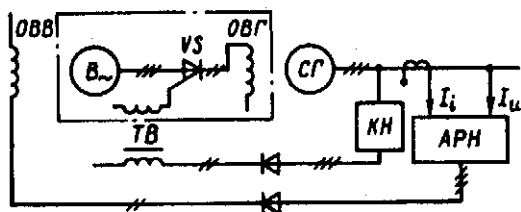


Рис. 3.11. Структурная схема САРН бесщеточного СГ.

возрастает, увеличивается ток  $I_b$  и восстанавливается напряжение СГ. При увеличении напряжения СГ корректор напряжения увеличит ток подмагничивания ТК, что вызовет уменьшение магнитного потока  $\Phi$ , уменьшение тока  $I_b$  и восстановление напряжения генератора до заданного значения.

Схему САРН с фазовым компаундированием и управляемым дросселем  $L2$  применяют для синхронных генераторов типа ТК2-2 с водяным охлаждением мощностью 2 МВт, установленных на атомных ледоколах типа «Арктика». При уменьшении напряжения генератора ток управления  $i_{o,y}$  уменьшается, что приводит к уменьшению магнитной проницаемости  $\mu$  стали дросселя  $L2$ . В результате увеличивается индуктивное сопротивление его обмотки, уменьшается ток отсоса  $i_{o,d}$ , поступающий в обмотку дросселя  $L2$ , а ток  $i_b$  в цепи обмотки возбуждения генератора и постоянный ток  $I_b$  в обмотке возбуждения генератора возрастает, при этом напряжение генератора восстанавливается до номинального значения. При увеличении напряжения генератора ток управления  $i_{o,y}$  увеличится, что в конечном итоге приведет к уменьшению тока  $I_b$  и, следовательно, к уменьшению выходного напряжения генератора до заданного (номинального) значения.

В бесщеточных синхронных генераторах могут быть использованы не вращающиеся выпрямители, а вращающиеся тиристоры VS, которые вместе с вращающимися трансформаторами ТВ (рис. 3.11) позволяют повысить быстродействие САРН и приблизить БСГ по быстродействию к обычным ССГ.

При незначительном отклонении напряжения генератора от номинального значения тиристор VS под действием КН через ТВ открывается, в результате ток возбуждения в цепи ОВГ скачком изменяется, что способствует восстановлению напряжения генератора до номинального значения. При этом постоянная времени возбудителя переменного тока В~ не влияет на скорость восстановления напряжения генератора.

### 3.7. САРН ВАЛОГЕНЕРАТОРА СУДОВ СТМ, БАТМ, РТМК-С

На промысловых судах типа СТМ (средний траулер морозильный), БАТМ (большой автономный траулер морозильный) и РТМК-С (рыболовный траулер морозильный консервный-супер) применяют САРН валогенераторов комбинированного типа.

**САРН валогенератора судов СТМ.** На судах СТМ типа «Орленок» имеется один бесщеточный синхронный валогенератор переменного тока типа S450-M6 производства завода ФЭБ Электромоторенверк, Германия.

Технические данные валогенератора следующие: мощность 610 кВт, напряжение 390 В, частота 50 Гц, скорость вращения 104,7 рад/с (1000 об/мин), коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,8$ .

Валогенератор переменного тока предназначен для обеспечения электропитанием части судовых потребителей, так же как и генераторы судовой сети. ВГ соединяется с гребным валом через зубчатый редуктор.

Использование дизель-редукторного агрегата позволяет применять быстроходные серийные главные двигатели, которые не требуют специального проектирования и постройки, что значительно удешевляет ВГУ.

Принципиальная электрическая схема стабилизации напряжения валогенератора переменного тока СТМ типа «Орленок» показана на рис. 3.12.

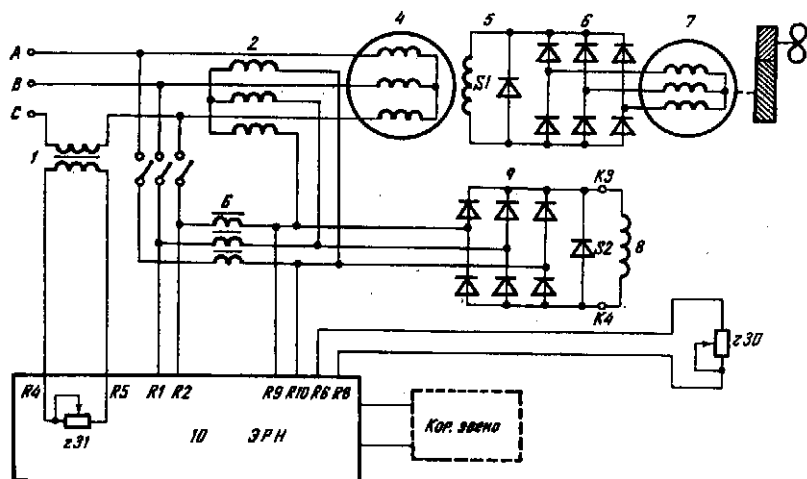


Рис. 3.12. ВГУ судов СТМ.

Самовозбуждение бесщеточного валогенератора основано на явлении остаточного магнетизма. Напряжение, генерированное в обмотке статора валогенератора за счет остаточного магнетизма, при номинальном числе оборотов обуславливает прохождение небольшого по величине тока через подключенный к фазам А, В, С дроссель и выпрямитель к обмотке статора возбудителя, за счет которого начинается процесс самовозбуждения. Дроссель не допускает увеличения тока возбуждения выше заданной величины. Эта величина зависит от воздушного зазора между сердечником и якорем дросселя. Величина тока возбуждения выбирается такой, чтобы ВГ мог возбуждаться при отсоединенном электронном регуляторе напряжения (при частоте вращения холостого хода).

С помощью трансформатора тока при работе ВГ под нагрузкой происходит увеличение тока возбуждения, величина которого уменьшилась под влиянием реакции якоря. Этот ток возбуждения алгебраически суммируется с током дросселя и становится достаточно большим для поддержания на требуемом уровне напряжения ВГ. Переменный ток возбуждения после выпрямления поступает к обмотке статора возбудителя.

Электронный регулятор напряжения при увеличении напряжения выше номинального значения ограничивает ток возбуждения до величины, необходимой для стабилизации напряжения ВГ на требуемом уровне (в диапазоне допустимого отклонения  $\pm 1,5\%$ ). Величина напряжения валогенератора задается резистором.

Подключение ВГ при  $\cos \varphi = 0,8$  вызывает уменьшение напряжения на 15% номинального значения. Время восстановления номинального значения напряжения составляет сотые доли секунды. При коротком замыкании установившийся ток достигает трехкратной номинальной величины и допускается в течение 0,5 с.

Элемент сравнения на входе электронного регулятора напряжения СТУ является линейным, поскольку сигнал рассогласования на входе регулятора изменяется по линейному закону. Однако временной график напряжения на выходе регулятора представляет собой релейную характеристику, линеаризовать которую затруднительно. Поэтому регулятор напряжения судов СТУ относится к классу нелинейных САУ. Он выполнен по микромодульной схеме.

В ходе эксплуатации ВГУ наряду с четкой работой и требуемой точностью стабилизации напряжения на некоторых судах наблюдались внезапные всплески и провалы напряжения. Амплитуда провалов напряжения достигала 35% номинального значения. Временной график такого процесса представляет собой расходящиеся колебания напряжения с возрастанием по амплитуде до указанных пределов.



Когда они превышаются, это приводит к нарушению точности стабилизации напряжения ВГ и его отключению. В процессе эксплуатации некоторых судов наблюдались автоколебания напряжения валогенератора в установившемся режиме работы.

Параллельная работа ВГ с судовой сетью в кратковременном режиме происходит в основном устойчиво, однако при появлении колебаний напряжения на одном из параллельно работающих генераторов устойчивость параллельной работы нарушается. Это приводит также к отключению части генераторов или отключению судовой ЭЭС в целом.

При замене микромодуля регулятора напряжения устойчивая работа валогенератора сохраняется в течение определенного времени (от нескольких часов до нескольких суток), а затем колебания напряжения появляются вновь. Указанные явления наблюдались и на генераторах судовой сети.

**ВГУ судов БАТМ.** На судах БАТМ типа «Пулковский меридиан» используют бесщеточный синхронный валогенератор трехфазного переменного тока типа HSPUL 11/652 финской фирмы «Стремберг».

Технические данные валогенератора: мощность 1600 кВт, напряжение 400 В, частота 50 Гц, скорость вращения 157 рад/с (1500 об/мин), коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,8$ . На судне имеются два валогенератора указанного типа. Привод ВГ осуществляется от дизель-редукторного агрегата завода «Русский дизель». На последних судах типа БАТМ применяют валогенераторы типа СБГ-1600-1500 такой же мощности производства завода «Электросила». Для стабилизации напряжения ВГ используются компаундный регулятор фирмы «Стремберг», Финляндия (рис. 3.13).

Дроссели предназначены для подачи на главную обмотку возбуждения тока возбуждения, пропорционального напряжению при холостом ходе и под нагрузкой. Трансформаторы подают в главную обмотку ток, пропорциональный току статора при работе под нагрузкой, а также во вспомогательную обмотку возбуждения. Трансформатор реактивной мощности обеспечивает параллельную работу генераторов судна. Внешний потенциометр служит для регулировки напряжения ВГ. Дополнительный регулятор предназначен для подачи во вспомогательную обмотку тока возбуждения для корректировки тока ВГ.

Компаундный регулятор начинает работать при замыкании автоматического выключателя. Компаундная часть регулятора регулирует величину тока возбуждения в главной обмотке возбуждения. Величина напряжения ВГ устанавливается с помощью внешнего потенциометра. Дополнительная часть регулятора регулирует величину тока возбуждения во вспомогательной обмотке возбуждения.

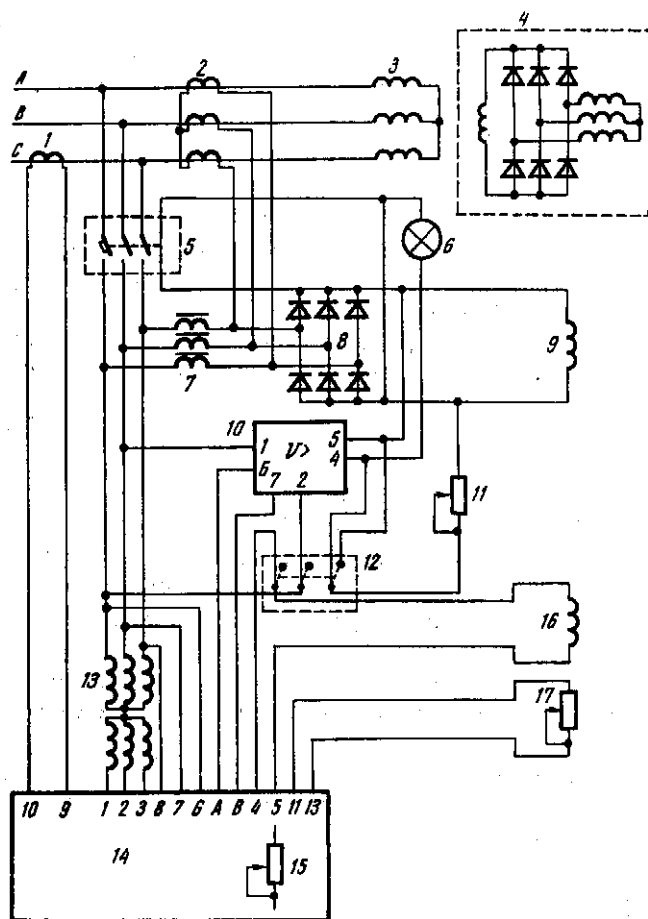


Рис. 3.13. Компаундный регулятор напряжения судов БАТМ.

**ВГУ судов БМРТ.** На судах БМРТ типа «Иван Бочков» применяют бесщеточный синхронный валогенератор переменного тока типа GD8-S-1000-50/03 производства завода ЭФА, Польша. Конструктивно ВГ встроен непосредственно в гребной вал судна и имеет следующие технические данные: полная мощность 1500 кВА, напряжение 400 В, частота тока 50 Гц, скорость вращения 104,6 рад/с (1000 об/мин), коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,8$ .

Стабилизация напряжения валогенератора осуществляется регулятором напряжения типа TUR/A, в котором традиционный возбудитель постоянного тока заменен системой возбуждения, питающей

обмотку возбуждения ротора выпрямленным переменным током с зажимов статора ВГ. Регулятор напряжения ВГ обеспечивает точность регулировки напряжения  $7 \pm 2,5\%$  номинального значения, время регулирования 0,5 с.

Регулятор напряжения работает следующим образом. Пуск валогенератора происходит при частоте, близкой к номинальному значению, за счет преобразования остаточного напряжения валогенератора в постоянное, подаваемое в обмотку возбуждения. При этом напряжение ВГ возрастает до значения, при котором включается тиристорный выпрямитель, увеличивающий напряжение ВГ до требуемой величины. Напряжение, поданное с зажимов валогенератора, преобразовывается в постоянное, которое суммируется с заданным напряжением и подается на вход выпрямителя.

Далее напряжение с выхода выпрямителя подается на возбудитель ВГ, его величина пропорциональна разности между заданным и измеренным напряжением.

**ВГУ судов РТМК-С.** На судах РТМК-С типа «Моонзунд» применяются два синхронных валогенератора переменного тока типа DGFSO 1421-6 производства ФЭБ Электромашиненбау, Германия.

Технические данные валогенераторов следующие: полная мощность каждого валогенератора 1875 кВА, активная номинальная 1500 кВт, напряжение 390 В, ток 2780 А, частота 50 Гц, коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,8$ , скорость вращения 104,7 рад/с (1000 об/мин), КПД 95,5%.

Точность поддержания напряжения  $\pm 2,5\%$  номинального значения при статическом изменении нагрузки от холостого хода до полной. Возможен режим работы с частичной мощностью 1000 кВА. Режим параллельной работы с судовыми дизель-генераторами возможен только кратковременный не более 20 с для перераспределения нагрузки между генераторами. При пуске мощных асинхронных ЭД с пусковыми токами до 3000 А от ВГ, работающего на холостом ходу или частично нагруженного, возникают кратковременные провалы напряжения величиной до 20% номинального значения.

На судах РТМК-С применяется устройство возбуждения без компаундирования RDAHK 20030 CA. Селективность действия установки обеспечивается путем ступенчатого срабатывания минимального напряжения.

Принципиальная схема управления валогенераторами РТМК-С показана на рис. 3.14. Она состоит из следующих частей: силовой, дроссельной, защитной и части управления.

Схема функционирует следующим образом. Действующее переменное напряжение поступает на трансформаторный блок и далее

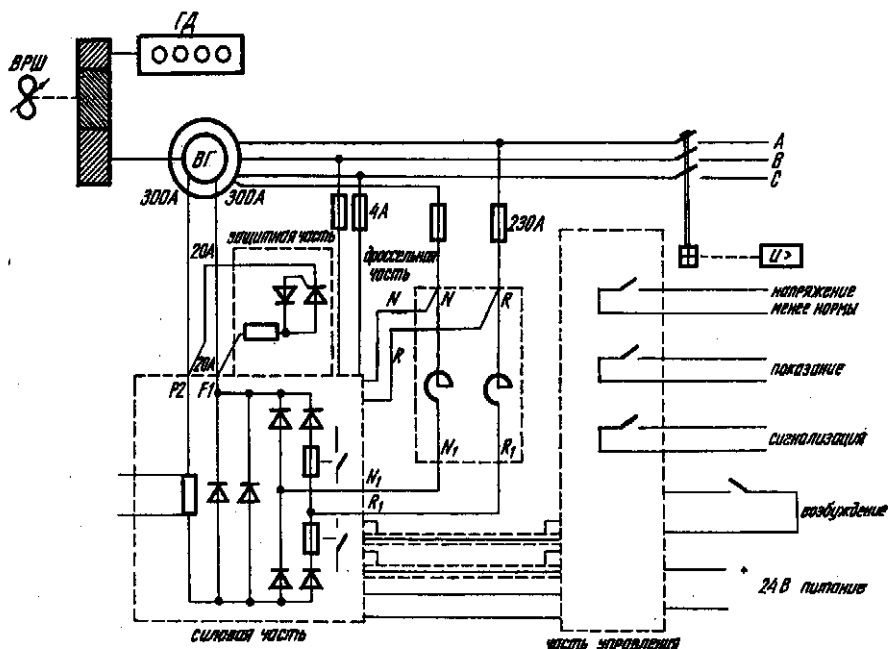


Рис. 3.14. ВГУ судов РТМК-С.

выпрямляется с помощью трехфазного моста и сглаживающего фильтра. Для регулировки напряжения используют потенциометр. Далее величину действующего напряжения сравнивают с заданным значением с помощью диодов и сопротивлений.

Если действительная величина напряжения меньше заданного значения, то регулировочное напряжение ВГ равно нулю. При повышении заданной величины происходит сравнение напряжений и их разность суммируют с напряжением синхронизации, получаемым с помощью трансформаторного блока и фильтра низких частот. Фильтр низких частот задерживает высшие гармонические составляющие в кривой напряжения, что делает работу регулятора напряжения более устойчивой.

Суммарное напряжение подается на вход блокинг-генератора, который вырабатывает импульсы для зажигания тиристоров силовой части схемы управления ВГ. Для избежания перегрузки силовой части схемы управления, предусмотрено ограничение величины выходного тока возбуждения ВГ.

В блоке ограничения тока, питающегося от действующего напряжения, величина тока возбуждения ВГ оценивается по двум пороговым

значениям. Одно из них имеет значение срабатывания, соответствующее максимальному длительному току возбуждения. Другое имеет аналогичное значение, соответствующее величине тока возбуждения, что вызывает срабатывание блока ограничения тока без задержки во времени. При возрастании тока возбуждения более второго порогового значения входное напряжение блока близко к нулю и управление по напряжению заменяется управлением по току, что приводит к ограничению возрастания тока возбуждения ВГ.

Блок защиты ограничивает величину перенапряжений при коротких замыканиях в установке. Валогенератор начинает возбуждаться при достижении им скорости вращения, близкой к синхронной. При подаче постоянного напряжения 24 В ток возбуждения поступает в обмотку возбуждения ВГ. При этом на валогенераторе появляется минимальное напряжение, необходимое для его самовозбуждения. Начинает работать регулятор напряжения, обеспечивающий требуемую точность стабилизации напряжения валогенератора.

Схема управления ВГ выполнена по микромодульному принципу, позволяющему заменить отдельные блоки в случае их неисправности.

Сравнительный анализ САУ напряжением валогенераторов современных крупнотоннажных промысловых судов показал, что их схемы управления содержат много идентичных элементов, а также сходные принципы работы и структуру систем.

Схема регулятора напряжения представляет собой замкнутую систему автоматического управления с обратными связями по напряжению. В регуляторах напряжения имеются такие общие элементы, как элементы сравнения на входах регуляторов, где сравниваются сигналы напряжения заданной и действительной величины; выпрямительные устройства, где переменное напряжение, пропорциональное действительному значению, выпрямляется для подачи на вход элемента сравнения; датчики напряжения, включающие в себя трансформаторы для уменьшения величины сигнала переменного напряжения, подаваемого далее на вход регулятора напряжения и сглаживающие фильтры; усилители, усиливающие величину сигнала, поступающего от элемента сравнения; ограничители величины выходного напряжения, а также блоки питания и одинаковые элементы защиты.

В качестве усилителей применяют в основном электронные тиристорные и решающие усилители. Для ограничения величины выходного напряжения используют диоды Зенера и блокинг-генераторы, играющие роль задатчиков интенсивности. Защитные элементы выполнены в виде быстродействующих предохранителей, обеспечивающих защиту тиристоров и других элементов схем от перегорания при глубоком регулировании напряжения, с постоянной времени до 35 мс,

что позволяет эффективно сохранять работоспособность ВГУ при значительных отклонениях скорости вращения. Защитные элементы выполнены также на РС-элементах для защиты тиристоров от возрастания проходящего через них тока.

### 3.8. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАЧАЛЬНОГО ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ С САМОВОЗБУЖДЕНИЕМ

Синхронные генераторы с самовозбуждением с САРН токового или фазового компаундирования не могут увеличивать напряжение, если не будут приняты специальные меры. Объясняется это тем, что СГ имеет малое остаточное намагничивание [ $U_{ост} = (0,01 - 0,03) f_n$ ]. При таком низком напряжении полупроводниковые выпрямители в цепи обмотки возбуждения генератора имеют большое сопротивление  $R_{п.в}$  в проводящем направлении (рис. 3.15, а), что следует из нелинейного характера их вольт-амперной характеристики (рис. 3.15, б). Аналогичный характер имеет изменение сопротивления щеточного контакта в зависимости от напряжения.

После пуска генератора благодаря наличию остаточного намагничивания напряжение генератора возрастает до  $U_0$  (рис. 3.16), после чего его дальнейший рост прекратится (точка А). Для того, чтобы напряжение генератора могло достигнуть номинального значения, необходимо обеспечить хотя бы временное повышение напряжения генератора до  $U > U_{кр}$  (критического) или тока возбуждения  $I_b > I_{б.кр.}$ , при котором САРН увеличит напряжение ССГ до номинального. Обеспечить начальное возбуждение  $I_{ССГ}$  можно следующими способами: увеличением поля остаточного намагничивания с помощью специальных магнитных прокладок в полюсах ротора; путем подачи необходимого импульса в ОВГ от постороннего источника; при помощи резонансного контура.

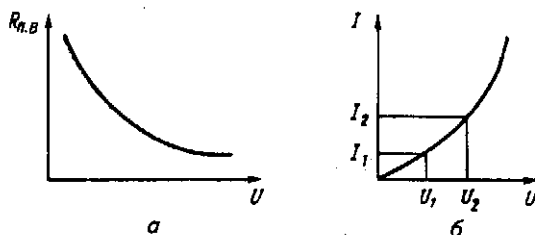


Рис. 3.15. Зависимость сопротивления полупроводникового выпрямителя в проводящем направлении от напряжения (а) и вольт-амперная характеристика полупроводникового выпрямителя (б).

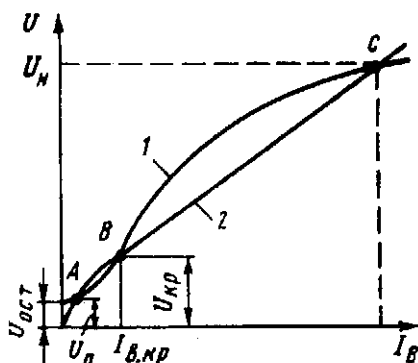


Рис. 3.16. Характеристика холостого хода (1) и зависимость напряжения от тока возбуждения (2) ССГ.

Наиболее широко в САРН применяют последние два способа обеспечения начального возбуждения ССГ.

Источник начального возбуждения (рис. 3.17) может быть включен постоянно (ГНВ) или временно (АБ). При постоянном включении генератора начального возбуждения ГНВ присоединяют к ОВГ обязательно через вентили. При работе САРН напряжение, подаваемое от нее к ОВГ, намного больше напряжения ГНВ, и последний запирается.

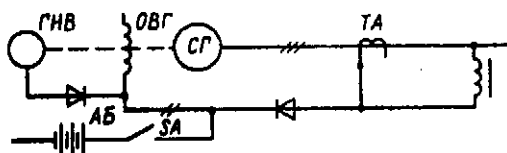


Рис. 3.17. Функциональная схема начального возбуждения ССГ от постороннего источника электроэнергии.

Резонансный контур обычно применяют в САРН с электромагнитным суммированием составляющих тока возбуждения по каналам напряжения и тока нагрузки (рис. 3.18). Трансформатор ТК, помимо обмоток  $w_n$ ,  $w_t$  и  $w_2$ , имеет еще одну обмотку  $w_p$ , включенную на конденсатор С. Обычно возбуждение ССГ происходит при холостом ходе, когда действует только канал напряжения. Схема замещения для канала напряжения изображена на рис. 3.19 (все величины приведены

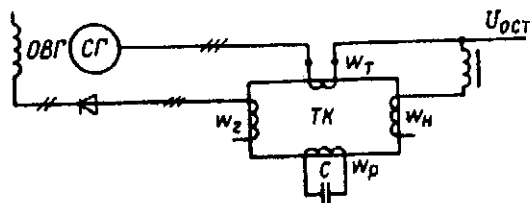


Рис. 3.18. Функциональная схема начального возбуждения ССГ от резонансного контура.

к вторичной обмотке  $w_2$  возбуждательного трансформатора),

При разгоне генератора по цепи возбуждения  $R_b$  из-за большого сопротивления вентилей ток не протекает (цепь как бы разорвана). Сопротивление конденсатора  $x_c$

подбирают таким, что при пуске по достижении частоты несколько меньше номинальной (47 Гц) в контуре с последовательным соединением  $x'_d$  и  $x'_c$  наступает резонанс напряжения. Как известно, при резонансе напряжения падения напряжений на сопротивлениях  $x'_d$  и  $x'_c$  направлены встречно и по значению больше, чем приложение напряжения (остаточное напряжение генератора  $U_{ост}$ ). Причем  $U_c = U_L = U_{кр}$ . Цепь возбуждения получает повышенный импульс ( $U_c > U_{кр}$ ), который обеспечивает переход за критическую точку  $B$  кривой холостого хода (см. рис. 3.16), после чего под действием САРН генератор автоматически возбуждается до номинального напряжения (точка  $C$ ).

При использовании в САРН СГ конденсаторов в качестве компенсирующих элементов условия самовозбуждения СГ оказываются более благоприятными, чем в случае использования дросселей, так как ток обмотки напряжения является опережающим и подмагничивает генератор.

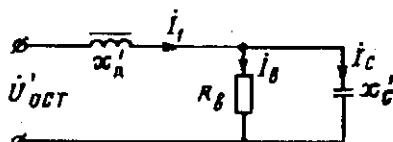


Рис. 3.19. Схема замещения ССГ с резонансным контуром.

### 3.9. СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ПРИВОДНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ГЕНЕРАТОРОВ

**Принципы регулирования частоты тока синхронных генераторов.** Частота тока зависит от частоты вращения приводного двигателя, и поэтому стабилизировать частоту тока можно воздействием на механизмы подачи топлива (или пара) в приводные двигатели. Если в качестве приводного двигателя используют электродвигатели постоянного тока, то управляющее воздействие следует оказывать на их ток возбуждения.

Для ГА применяют два основных принципа регулирования частоты тока:

- по мгновенному отклонению регулируемой величины (частоты);
- по мгновенному отклонению частоты и возмущающему воздействию (нагрузке).

На первом принципе основана работа центробежных регуляторов частоты вращения приводных двигателей. К устройствам, работаю-

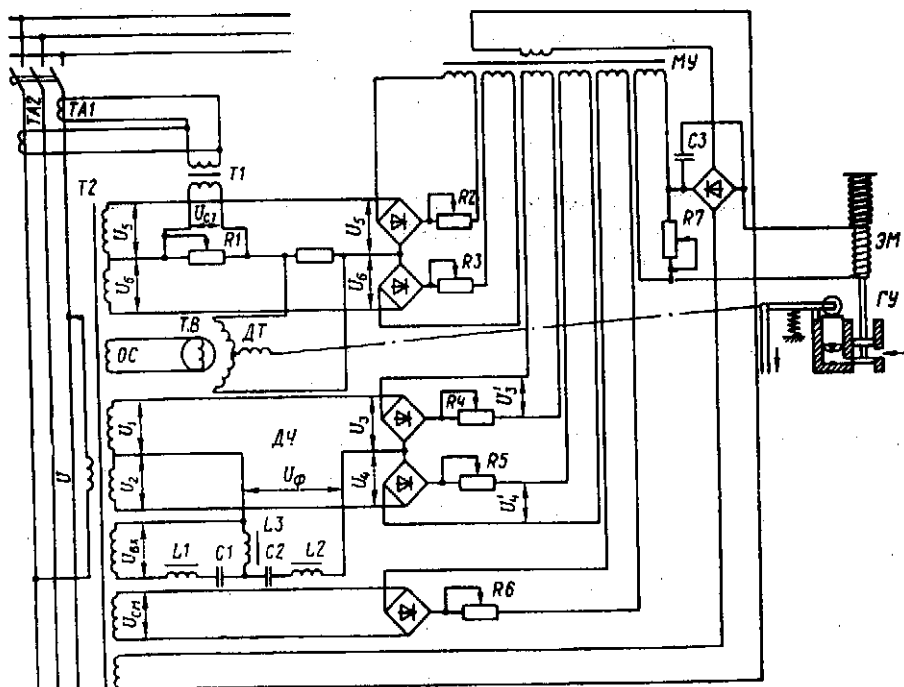


щим по второму принципу, относят двухимпульсные регуляторы частоты вращения приводного двигателя генератора.

**Механические регуляторы приводных двигателей, действующие по отклонению регулируемой величины.** На приводных двигателях судовых генераторов в основном устанавливают центробежные регуляторы частоты вращения, которые по принципу действия относятся к регуляторам, действующим по отклонению. Эти регуляторы могут быть как прямого, так и непрямого действия.

В регуляторах прямого действия центробежный измерительный элемент непосредственно воздействует на исполнительное устройство — рейку топливного насоса или заслонку. В регуляторах непрямого действия воздействие на исполнительное устройство передается через промежуточное звено — усилитель (серводвигатель).

Регуляторы непрямого действия могут быть с жесткими или гибкими обратными связями. Центробежный регулятор непрямого действия с гибкой обратной связью называют изодромным.



**Рис. 3.20.** Функциональная схема комбинированного регулятора частоты вращения с частотным полосовым фильтром.

Центробежные регуляторы прямого действия просты по конструкции и надежны в эксплуатации. Однако они обладают и рядом недостатков, к числу которых относят малое быстродействие.

Регуляторы непрямого действия имеют несколько лучшие качественные показатели регулирования, однако они имеют гидравлические систему и серводвигатели, что значительно увеличивает их размеры и повышает стоимость.

Дизель-генераторы, оборудованные обычными механическими регуляторами с гибкой обратной связью, не обеспечивают пропорционального распределения нагрузки между параллельно работающими генераторами вследствие их астатических скоростных характеристик.

**Комбинированный электрический регулятор частоты РЧМ-50 для ДГ.** Повысить качественные показатели работы систем стабилизации частоты можно, используя принцип комбинированного регулирования, который реализован в регуляторе РЧМ-50. Регулятор (рис. 3.20) состоит из электрических датчиков частоты ДЧ и активного тока ДТ, магнитного усилителя МУ, гидроусилителя ГУ и электромагнита ЭМ. В регуляторе имеется также измерительный элемент с частотным полосовым фильтром, который реагирует на изменение частоты генератора. Он представляет собой дифференциальную фазочувствительную схему, в диагональ которой включен выход частотного фильтра. В измерительном элементе используется свойство фильтра изменять знак сдвига фаз между напряжениями на входе в пределах полосы пропускания от  $f_1$  до  $f_2$  в зависимости от значения частоты (рис. 3.21, а). В этой полосе напряжение на выходе фильтра при  $U_{\text{вх}} = \text{const}$  остается неизменным, а угол сдвига фаз изменяется от 0 до  $180^\circ$ . При изменении частоты вне полосы пропускания и неизменном напряжении на выходе измерительного элемента выходное напряжение фильтра изменяется лишь по амплитуде, а сдвиг фаз остается постоянным. В реальной схеме фильтр должен быть рассчитан таким образом, чтобы при номинальной частоте выходное напряжение опережало входное на угол  $90^\circ$  (рис. 3.21, б).

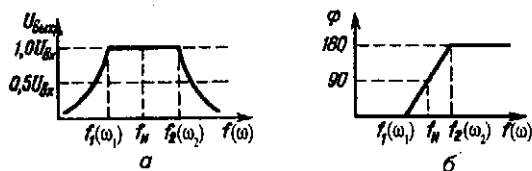
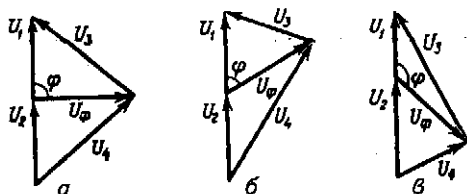


Рис. 3.21. Амплитудная (а) и фазовая (б) характеристики частотного полосового фильтра.



**Рис. 3.22.** Векторные диаграммы напряжения измерительного элемента с частотным фильтром при различных значениях частоты: а —  $f = f_n$ ; б —  $f < f_n$ ; в —  $f > f_n$ .

Как видно из векторных диаграмм (рис. 3.22) напряжений, при  $f = f_n$  напряжения  $U_3$  и  $U_4$  равны. С отклонением частоты от номинального значения угол  $\varphi$  увеличивается или уменьшается в зависимости от знака ее отклонения и указанное равенство напряжений нарушается. Напряжения  $U_3$  и  $U_4$  сравниваются в усилительном элементе регулятора. На выходе измерительного элемента результирующее напряжение становится равным  $U_{\text{вых}} = U_3 - U_4$ .

На основании приведенных векторных диаграмм можно написать следующие соотношения:

$$U_3 = \sqrt{U_1^2 + U_\phi^2 - 2U_1U_\phi \cos \varphi};$$

$$U_4 = \sqrt{U_2^2 + U_\phi^2 - 2U_2U_\phi \cos (\pi - \varphi)}.$$

Наилучшим режимом является тот, при котором  $U_1 = U_2 = U_\phi = U$ . Для этого случая напряжения  $U_3$  и  $U_4$  можно представить в следующем виде:

$$U_3 = \sqrt{2U^2(1 - \cos \varphi)} = 2U\sqrt{(1 - \cos \varphi)/2};$$

$$U_4 = \sqrt{2U^2(1 - \cos (\pi - \varphi))} = 2U\sqrt{(1 - \cos (\pi - \varphi))/2}.$$

Воспользовавшись тригонометрической зависимостью

$$\sin \frac{x}{2} = \sqrt{\frac{1 - \cos x}{2}},$$

получим выражение для напряжения на выходе измерительного элемента

$$U_{\text{вых}} = 2U \left( \sin \frac{\varphi}{2} - \sin \frac{\pi - \varphi}{2} \right).$$

Тогда при нижней частоте среза угол  $\varphi = 0$  и результирующее напряжение на выходе равно  $-2U$ , а при верхней частоте среза угол  $\varphi = \pi$  и результирующее напряжение равно  $2U$ . Выходное напряжение измерительного элемента можно выразить также в функции параметров фильтра и частоты.

В средний провод фазочувствительного моста измерителя активной нагрузки (см. рис. 3.20) вводится сигнал отрицательной обратной связи от вращающегося трансформатора ТВ, кинематически связанного с поршнем гидроусилителя ГУ. При установившемся режиме напряжение на ТВ равно по величине и противоположно по фазе напряжению нагрузки.

В качестве усилительного элемента для управления электромагнитом ЭМ гидроусилителя ГУ в схеме регулятора используется магнитный усилитель МУ. Гидроусилитель имеет собственный насос. Движение поршня гидроусилителя в одну сторону происходит под действием давления масла, а в другую — под действием пружины.

Испытания рассматриваемого регулятора показали, что измерительный элемент с частотным полосовым фильтром обладает высокой чувствительностью и сравнительно небольшой инерционностью.

Подобные схемы двухимпульсного регулирования частоты разработаны и для паро- и газотурбогенераторов. Несмотря на то, что приводные двигатели судовых генераторов (дизели, газовые турбины и паровые турбины) отличаются друг от друга динамическими характеристиками, измерение нагрузки и частоты и введение их в схему двухимпульсного регулирования может решаться рассмотренными выше способами. Следовательно, введение импульса по нагрузке, а в некоторых случаях и по частоте позволяет скомпенсировать статическую неравномерность регулятора, улучшить качество переходного процесса, уменьшить максимальный заброс регулируемой величины при изменении нагрузки генератора и достичь равномерного распределения активной нагрузки.

По мере создания новой электронной элементной базы средств автоматики, в том числе микропроцессорных устройств, появляется возможность реализации на их основе комплексных систем автоматического регулирования ГА, выполняющих наряду с другими функции регулирования частоты вращения. В этом случае единый электронный блок повышенной эксплуатационной надежности может осуществлять все операции по управлению и регулированию ГА.

Наряду с применением микропроцессорной техники при создании перспективных САРЧ весьма важным вопросом является использование унифицированных для различных ГА исполнительных устройств. В качестве одного из возможных вариантов таких устройств можно рассматривать волновые электродвигатели (ВЭД), которые по сравнению с существующими исполнительными устройствами обладают рядом преимуществ. Будучи дискретными устройствами автоматики, они достаточно просто сопрягаются с цифровой управляющей частью, в том числе и микропроцессорной. Благодаря прецизионной

отработке перемещений и повышенной нагрузочной способности они позволяют осуществить непосредственный привод топливорегулирующих органов приводных двигателей ГА малой и средней мощности, которые являются наиболее распространенными на судах.

В динамических режимах исследованного газотурбогенератора в результате использования САРЧ с исполнительным ВЭД максимальное отклонение частоты генератора уменьшено до 0,4% при набросе 75%-ной нагрузки и до 0,6% при сбросе 100%-ной нагрузки. При этом ВЭД обеспечивает более высокую точность управления положением топливорегулирующих органов по сравнению с используемыми в настоящее время устройствами серийных судовых тепловых двигателей. Он обладает полезным для системы автоматического регулирования частоты вращения свойством фиксации положения при отсутствии управляющих сигналов. Динамические и нагрузочные характеристики ВЭД могут быть существенно улучшены, например, путем применения импульсной схемы форсирования напряжения питания.

### **4.1. ЭЛЕКТРОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЩИТЫ**

Электрораспределительные щиты предназначены для приема и распределения электроэнергии между потребителями. На них смонтированы шины, коммутационная и защитная аппаратура, регулирующие и сигнальные устройства, а также измерительные приборы.

Электрораспределительные щиты классифицируют по назначению, роду тока и конструктивному исполнению.

По назначению электрораспределительные щиты делятся на главные (ГРЩ), аварийные (АРЩ), районные (РРЩ), отсечные (ОРЩ), групповые (ГрРЩ), генераторные (ГЩ) и электроснабжения с берега (РЩПБ).

По роду тока электрораспределительные щиты подразделяют на щиты постоянного и переменного тока.

По конструктивному исполнению судовые электрораспределительные щиты делятся на защищенные, брызгозащищенные, водозащищенные и герметичные (применение электрораспределительных щитов открытого исполнения в СЭЭС не допускается). Высота щитов независимо от их назначения не должна превышать 2 м.

На распределительных щитах постоянного тока на отечественных судах шины положительной полярности окрашивают в красный цвет, отрицательной полярности — в синий, уравнильные — в белый.

При трехфазном переменном токе на отечественных судах шины фазы А окрашивают в зеленый цвет, фазы В — в желтый, фазы С в фиолетовый, нулевой провод — в серый. Заземляющие соединения проводов имеют черную окраску.

### **4.2. ГЛАВНЫЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ЩИТ**

Для сокращения сроков и стоимости проектирования, изготовления, транспортировки и монтажа на судне ГРЩ выполняют из ряда отдельных конструктивно законченных секций: генераторных, расп-

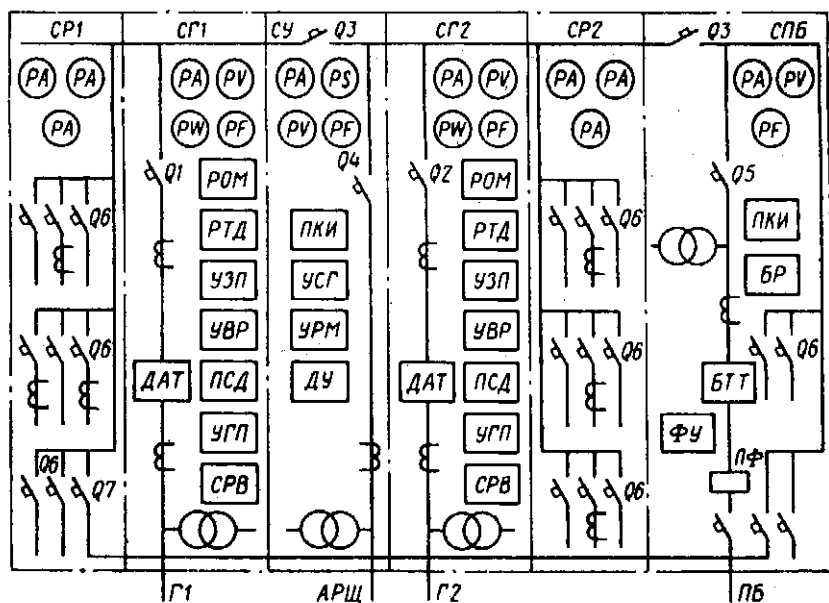


Рис. 4.1. Структурная схема ГРЩ переменного тока, состоящего из шести секций.

ределительных и управления. К ним могут добавлять секции питания с берега и др.

Количество генераторных секций в ГРЩ равно количеству генераторов, установленных на данной электростанции. Количество распределительных секций определяется количеством фидерных (и магистральных) АВ, которые необходимо установить на ГРЩ. В ГРЩ, как правило, имеются одна или две секции управления, а также секция питания с берега.

Генераторные секции предназначены для контроля, защиты и управления рабочих генераторов, а также передачи электроэнергии от генераторов на сборные шины ГРЩ.

Распределительные секции служат для контроля, защиты и управления распределением электроэнергии от шин ГРЩ к потребителям или РЩ.

Секция управления предназначена для контроля и управления работой СЭС. Для этого иногда устанавливают еще отдельный пульт управления.

Секция питания с берега служит для контроля, защиты и управления приемом электроэнергии от береговой сети, а также для передачи

электроэнергии от шин ГРЩ к потребителям, которые действуют при стояночном режиме работы судна.

В середине ГРЩ находится секция управления, по обеим сторонам от которой располагаются генераторные секции. Распределительные секции находятся справа и слева от генераторных, а секция питания с берега обычно занимает крайнее место в ГРЩ. Например, ГРЩ из типовых секций для электростанции, состоящей из двух генераторов (рис. 4.1), состоит из шести секций: генераторных СГ1, СГ2; управления СУ; распределительных СР1, СР2 и питания с берега СПБ.

На генераторной секции установлены: приборы контроля нагрузки, напряжения, активной мощности и частоты генератора; автоматический выключатель Q1 для защиты генератора от внешних к.з. и значительных перегрузок; реле обратной мощности РОМ для защиты генератора от двигательного режима работы, реле токовое РТД дифференциальной защиты генератора от внутренних к.з. и замыканий на генераторном кабеле, устройство защиты УЗП генератора и его приводного двигателя от перегрузок, устройство включения УВР резервного генератора, а также отключения генератора при снижении нагрузки и защиты генератора от понижения напряжения, переключатель питания серводвигателя ПСД, регулятора частоты вращения приводного двигателя генератора; устройство гашения поля УГП генератора, система регулирования тока возбуждения СРВ генератора. Для питания перечисленных приборов, реле и устройств установлены датчик активного тока ДАТ, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

На секции управления установлены: амперметр для контроля нагрузки, передаваемой по переключке к АРЩ; вольтметр и частотомер для контроля напряжения и частоты генераторов; синхроскоп для выполнения ручной точной синхронизации генераторов при включении на параллельную работу, а также при включении питания от береговой сети; прибор контроля состояния изоляции ПКИ электросистемы, находящейся под напряжением; устройство автоматической точной синхронизации генераторов УСГ, устройство автоматического распределения активной мощности УРМ при параллельной работе генераторов, другие дополнительные устройства; секционный автоматический выключатель Q3 и автоматический выключатель фидера Q4 питания АРЩ.

На распределительных секциях установлены амперметры для контроля нагрузки наиболее мощных и ответственных потребителей электроэнергии, а также автоматические выключатели Q6 для защиты и коммутации фидеров, отходящих от ГРЩ.

На секции питания с берега установлены: приборы контроля нагрузки, напряжения и частоты питания с берега; секционный автоматический



выключатель Q3 и автоматический выключатель Q5 для защиты от к.з. и перегрузок фидера питания с берега; устройство для защиты питания с берега от работы на двух фазах и сигнализации о понижении напряжения ЗОФН, состоящее из блока трансформаторов тока БТТ и блока реле БР; прибор контроля изоляции ПКИ, или омметр; фазоуказатель ФУ и переключатель ПФ для согласования чередования фаз береговой и судовой электросистемы; АВ перемишки Q7 для передачи питания с берега на секцию СР1 при осмотре секций СГ2 и СР2 или для передачи электроэнергии от генератора Г1 через АВ Q7 на секцию питания с берега.

В сборе ГРЩ представляет собой металлическую конструкцию длиной несколько метров, устанавливаемую на амортизационную раму и имеющую оболочку для защиты от прикосновения людей к токоведущим частям.

#### 4.3. ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЩИТЫ

В СЭЭС применяют распределительные щиты с предохранителями, щиты с предохранителями и пакетными выключателями, щиты с автоматическими выключателями. В связи с этим все распределительные щиты можно разделить на щиты без выключающих устройств и щиты с выключающими устройствами.

Распределительные щиты с предохранителями по сравнению с другими распределительными щитами являются наиболее простыми, дешевыми и имеют меньшие габаритные размеры и массу. Их широко используют в сетях освещения судов небольшого водоизмещения.

При выборе типов щитов учитывают особенности конкретной СЭЭС: разрывную способность аппаратов, избирательность защиты,

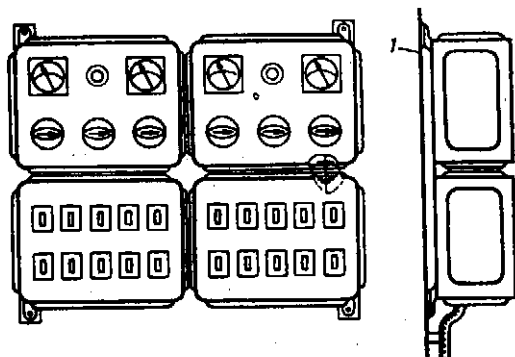


Рис. 4.2. Распределительный щит, состоящий из четырех блочных ящиков:  
1 — переборка.

разветвленность сети, необходимость в централизованном управлении, удаленность распределительных щитов от потребителей электроэнергии, стоимость, габаритные размеры, массу и др.

Конструкции распределительных щитов отличаются многообразием. Однако в настоящее время разработан типовой ряд блочных ящиков, используя которые, можно скомпоновать распределительные щиты практически любых габаритных размеров и конфигураций (рис. 4.2).

Распределительные щиты питания с берега обычно имеют оболочку водозащищенного исполнения, так как их устанавливают на открытой части главной палубы. В этих щитах устанавливают предохранители или установочный АВ для защиты от коротких замыканий кабеля, проложенного от РЩПБ до ГРЩ.

При конструировании распределительных щитов учитывают особенности охлаждения оборудования, установленного в них, а также температуру воздуха внутри щита.

#### 4.4. ШИНЫ ГРЩ И РЩ

Шины электrorаспределительных щитов предназначены для приема и распределения электрической энергии; их применяют для присоединения генераторов, трансформаторов и коммутационных аппаратов, а также для соединения этих устройств между собой. Обычно в качестве шин используют неизолированные проводники.

Если в береговых электрических установках часто применяют алюминиевые, а в установках на небольшие токи — стальные шины, то на судах используют медные шины, устойчивые к коррозии.

В установившемся режиме допустимый ток нагрузки на шины

$$I_d = \sqrt{kF(\Theta_d - \Theta_c)}R, \quad (4.1)$$

где  $k$  — коэффициент, учитывающий все виды теплоотдачи;  $F$  — площадь поверхности охлаждения;  $\Theta_d$  — длительно допустимая температура нагревания;  $\Theta_c$  — расчетная температура окружающей среды;  $R$  — сопротивление шины.

На величину допустимого тока влияют следующие факторы.

Форма сечения шин определяет площадь поверхности охлаждения и поэтому существенно влияет на допустимый ток нагрузки. Так, при одинаковой площади поперечного сечения шина прямоугольного сечения имеет большую поверхность охлаждения, а поверхностный эффект и, следовательно, активное сопротивление меньше, чем у шины сплошного круглого сечения.

Окраска шин повышает допустимую нагрузку примерно на 15%. Это обусловлено тем, что около 40% теплоты отдается с поверхности шин путем лучеиспускания, а краски имеют постоянную лучеиспускания  $\epsilon$ , в 1,5–2 раза большую, чем неокрашенные окисленные поверхности, и в 4–10 раз большую, чем полированные поверхности.

Расположение шин влияет на значение допустимого тока, поскольку от него зависит теплоотдача путем конвекции. Так, допустимая нагрузка на шины, расположенные плашмя, на 5–8% меньше допустимой нагрузки при их расположении на ребро.

Число полос шин на фазу (полюс) влияет на величину допустимого тока из-за ухудшения условий охлаждения каждой из шин в пакете. Кроме того, в установке переменного тока допустимый ток на пакет шин снижается еще из-за эффекта их близости, обусловленного магнитными полями соседних полос (потоком взаимоиндукции). При этом вытеснение тока из средних полос пакета ухудшает использование металла шин. Поэтому в установках переменного тока включают в пакет обычно не более 2–3 полос. При токах, требующих большого числа полос, применяют шины прямоугольного коробчатого сечения.

Температура нагрева шин, в частности допустимая  $\Theta_d$ , и температура среды, принимаемая за расчетную  $\Theta_c$ , существенно влияют на допустимый ток нагрузки. В судовых электрических установках температуру окружающей среды в соответствии с Правилами Регистра РФ принимают равной 40 или 45 °С, а  $\Theta_d = 90$  °С.

Регистр РФ допускает при покрытии медных шин в месте контакта слоем полуды или кадмия нагрев контактов шин до 100 °С, а при серебрении — до 120 °С.

Фактическая температура внутри электрораспределительного щита  $\Theta_\phi$ , особенно брызгозащищенного и водозащищенного исполнения, бывает более 40 °С, и тогда допустимый ток нагрузки шин

$$I_\Theta = I_{40} \sqrt{\frac{90 - \Theta_\phi}{90 - 40}}, \quad (4.2)$$

где  $I_{40}$  — допустимый ток нагрузки шины при  $\Theta = 40$  °С.

Выбор сборных шин электрораспределительного устройства включает в себя определение наибольшего длительного тока нагрузки на шины, выбор сечения и проверку шин на динамическую и термическую устойчивость, определение возможности появления механического резонанса.

Наибольший ток  $I_{n \max}$  определяют исходя из фактического распределения нагрузки вдоль шин в проектируемой электроустановке с учетом коэффициента одновременности работы потребителей электроэнергии. При этом выбирают наиболее тяжелый режим работы

установки. В мощных установках учитывают изменение тока по длине сборных шин. После определения значения  $I_{н\max}$  выбирают сечение шин по справочным данным. Необходимо, чтобы было соблюдено условие  $I_{н\max} \leq I_d$ .

При работе шин в условиях среды с температурой, отличающейся от принятой, при составлении справочных таблиц прибегают к формуле (4.2).

Проверку шин на динамическую устойчивость (механическую прочность) при токах к.з. осуществляют исходя из допущения, что шину каждой фазы (полюса) можно рассматривать как многопролетную равномерно нагруженную балку, жестко закрепленную на средней опоре (изоляторе) и лежащую свободно на всех других опорах (изоляторах). Свободное расположение шин на изоляторах (кроме среднего) применяют для предотвращения температурной деформации шин (например, при их удлинении в результате нагрева).

Максимальный изгибающий момент ( $\text{Н} \cdot \text{м}$ ), действующий на шину (балку), при принятом ее креплении  $M = F_{\text{пред}} l / 10$  [где  $F_{\text{пред}}$  — электродинамическая сила при наибольшем мгновенном значении тока к.з.,  $\text{Н}$ ;  $l$  — расстояние между осями опор, к которым крепятся шины (рис. 4.3),  $\text{м}$ ]. Если число пролетов 1 или 2, то лучше воспользоваться формулой  $M = F_{\text{пред}} l / 8$ .

Максимальное напряжение ( $\text{Па}$ ) в материале шины  $\sigma = M / W$  (где  $W$  — момент сопротивления сечения шины относительно оси,  $\text{м}^3$ ). При расположении прямоугольных шин на ребро (рис. 4.3, а)  $W = hb^2/6$ , а при расположении шин плашмя (рис. 4.3, б)  $W = bh^2/6$ .

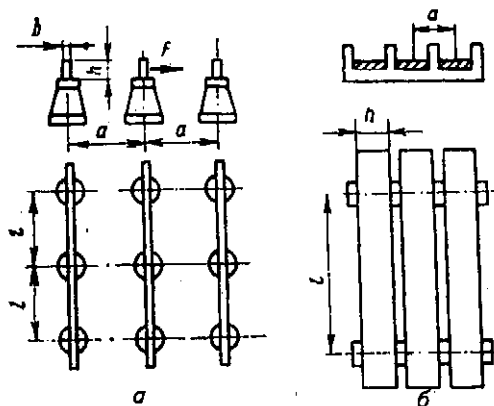


Рис. 4.3. Схема расположения шин:

а — ребром на опорных изоляторах; б — плашмя на опорных колодках (в СЭС напряжением до 500 В).

Заметим, что во втором случае момент сопротивления больше. Полученное при расчете значение напряжения не должно превосходить допустимого, т. е.

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_d. \quad (4.3)$$

Если шины взаимно расположены так, что  $W$  имеет наибольшее значение, а условие (4.3) при этом не выполнено, то для уменьшения  $\sigma_{расч}$  следует ограничить ток к.з. или уменьшить длину пролета  $l$ , хотя последняя обычно принимается равной ширине панели распределительного щита. Проще, но менее эффективно увеличить расстояние между осями шин  $a$ .

#### 4.5. ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В КОНТАКТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТАХ

Электрические аппараты содержат электромагнитную, контактную и дуогасительную системы.

Электромагнитная система обеспечивает образование магнитного потока, действующего на подвижную часть аппарата.

Контактная система предназначена для замыкания и размыкания электрических цепей и является наиболее ответственной частью аппарата.

Размыкание и замыкание контактов сопровождается электрической дугой, для уменьшения действия которой силовые электромагнитные аппараты снабжают дуогасительными устройствами.

**Электромагнитные системы.** Они состоят из неподвижного магнитопровода (ярма), втягивающей катушки и подвижной части, называемой якорем электромагнита. При пропускании электрического тока через катушку образуется магнитный поток, притягивающий якорь, с которым связаны подвижные контакты аппарата. Тяговое усилие электромагнита пропорционально магнитному потоку ( $B\Phi$ )

$$\Phi = Iw/r_m, \quad (4.4)$$

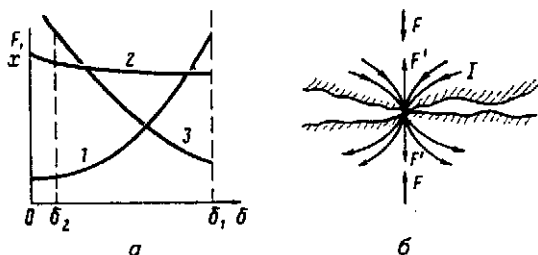
где  $I$  — сила тока, А;  $w$  — число витков;  $r_m$  — сопротивление магнитной цепи, Гн<sup>-1</sup>.

При уменьшении воздушного зазора между якорем и сердечником сопротивление магнитной цепи резко уменьшается, что обуславливает увеличение магнитного потока и тягового усилия.

В электромагнитных системах переменного тока воздушный зазор  $\delta$  оказывает большое влияние на индуктивное сопротивление катушки. Сила тока ( $I$ , А) в катушке

$$I = U/Z = U/\sqrt{r^2 + x^2}, \quad (4.5)$$

где  $Z$  — полное сопротивление, Ом;  $r$ ,  $x$  — соответственно активное и индуктивное сопротивления катушки, Ом.



**Рис. 4.4.** Зависимость тока (1) в катушке, тягового усилия (2) и индуктивного сопротивления (3) катушки электромагнитного аппарата переменного тока от его воздушного зазора (а); б — поверхности соприкосновения плоских контактов (в увеличенном виде).

При большом воздушном зазоре  $\delta$  (в момент начала притяжения якоря) индуктивное сопротивление  $x$  катушки мало, а ток  $I$  велик (рис. 4.4). Однако при большом  $\delta$  велико и магнитное сопротивление  $r_m$ . При уменьшении  $\delta$  в процессе притяжения якоря индуктивное сопротивление  $x$  катушки увеличивается, а ток  $I$  уменьшается. Одновременно происходит и уменьшение магнитного сопротивления  $r_m$ . Таким образом, магнитный поток остается практически постоянным, следовательно, постоянным остается и тяговое усилие  $F$ . Так как зазор  $\delta_1 > \delta_2$  (см. рис. 4.4), процесс притяжения начинается при  $\delta_1$ .

Недостатком электромагнитной системы на переменном токе является вибрация из-за прохождения переменного тока через нулевые значения. Для устранения этой вибрации приходится принимать специальные меры, например использовать короткозамкнутые витки, расположенные в торцах якоря или ярма.

**Контактные системы.** Они состоят из подвижных и неподвижных элементов (контактов). От надежной работы контактов в основном зависит надежность аппарата, поэтому на выполнение контактных соединений и на наблюдение за их состоянием в эксплуатации следует обращать особо серьезное внимание. Это касается не только подвижных соединений, но и неподвижных, например различного рода шинных соединений.

Известно, что две ровные плоскости, даже тщательно отшлифованные, при наложении друг на друга соприкасаются только в ограниченном числе точек (см. рис. 4.4, б). Если контактные плоскости прижать друг к другу с некоторой силой  $F$ , то мелкие выступы в местах касания будут несколько сминаться, вследствие чего увеличатся соприкасающиеся площадки и появятся новые дополнительные точки касания. Отсюда можно сделать вывод, что действительная площадь соприкосновения  $S$  (м<sup>2</sup>) зависит не от площади контактных плоскостей

тей, а от силы взаимного нажатия контактов и от сопротивления металла контактов смятию, т. е.

$$S = F / \sigma_{\text{см}}, \quad (4.6)$$

где  $F$  — сила нажатия контактов, Н;  $\sigma_{\text{см}}$  — сопротивление металла смятию, Па.

Сопротивление в месте соединения контактов обычно называется переходным, или контактным, а его значение обуславливается сужением линий тока при переходе с одного контакта на другой, т. е. фактическим уменьшением площади сечения (см. рис. 4.4). Кроме того, переходное сопротивление зависит и от окисления контактных поверхностей, поскольку окисная пленка обладает повышенным электрическим сопротивлением. Увеличение переходного сопротивления может вызвать чрезмерный нагрев как самих контактов, так и всего аппарата, что может привести к выходу его из строя.

Проходящий по контактам ток  $I$  создает электродинамические силы  $F$ , стремящиеся раздвинуть контакты (см. рис. 4.4, б). Эти силы возникают из-за разных направлений токов в контактах и в точках соприкосновения. При нормальных токах эти силы невелики, а при токах к.з. они значительно возрастают, что вызывает отбрасывание подвижных контактов. При токах перегрузки и относительно небольших токах к.з. сравнительно небольшие электродинамические силы способствуют привариванию контактов вследствие недостаточного их нажатия, росту переходного сопротивления и выделения теплоты, достаточной для их сваривания. При очень больших токах к.з. электродинамические силы, резко отбрасывая контакты, разрывают короткозамкнутую цепь, что используется в некоторых конструкциях современных быстродействующих (токоограничивающих) АВ.

Конструктивное исполнение контактов зависит от назначения аппарата и значений тока. Наиболее совершенными и распространенными являются так называемые линейные контакты, обеспечивающие контакт по линии (например, между плоскостью и цилиндром). При таком соприкосновении легче получить малое переходное сопротивление, упрощается регулировка и повышается надежность работы аппаратов.

Применяют также точечные контакты (неподвижный — плоскость, подвижный — полусфера), пальцевые, щеточные (один из контактов собирается из тонких упругих медных пластин), торцовые и розеточные.

В одном аппарате обычно используют несколько типов контактов, например главные контакты — линейные или щеточные, вспомогательные (дугогасительные) — точечные.

По назначению контакты делят на главные — для коммутации тока в главных цепях, предварительные — для защиты главных контактов от подгорания, дугогасительные — для защиты главных и предварительных контактов от подгорания и блок-контакты — для коммутации тока в цепях управления и сигнализации.

Надежность контакта зависит от переходного сопротивления в месте соприкосновения подвижных и неподвижных контактов. На переходное сопротивление влияют материал контактов, контактное нажатие, окисление соприкасающихся контактов, температура и ряд других факторов. Особенно большое влияние на переходное сопротивление оказывает окисная пленка. Для уменьшения этого влияния применяют перекачивающиеся или проскальзывающие контакты, а для их изготовления используют мало окисляющиеся металлы и покрытия.

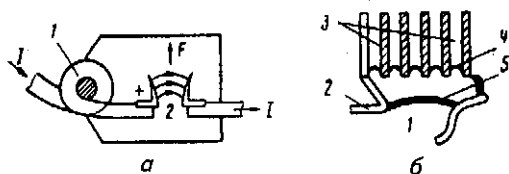
Основными контактными материалами являются медь, серебро, композиции из серебра и тугоплавких металлов (серебро — вольфрам, серебро — никель, серебро — кадмий и др.), называемые металлокерамическими сплавами. Для ответственных реле малой мощности используют контакты, изготовленные из драгоценных металлов — золота, платины, палладия, почти не окисляющихся на воздухе и имеющих стабильное переходное сопротивление.

**Дугогасительные системы.** При размыкании контактов переходное сопротивление резко увеличивается, что вызывает возникновение электрической дуги, для гашения которой аппараты снабжаются дугогасительной системой.

Процесс возникновения и горения электрической дуги очень сложен, поэтому ограничимся упрощенным рассмотрением физической картины основных явлений, происходящих в дуге. Начиная с того момента, когда отключающий механизм приведет в движение подвижной контакт, число точек соприкосновения контактов и сила нажатия, с которой они прижимаются друг к другу, начинают уменьшаться, а плотность тока и переходное сопротивление контактов быстро увеличиваются. В результате температура контактов значительно повышается, достигая наивысшего значения к моменту отрыва контактов друг от друга (особенно тех точек, в которых контакты соприкасались к моменту отрыва).

При повышении температуры контактов возникает термоэлектронная эмиссия, т. е. излучение в окружающее пространство свободных электронов с раскаленной поверхности отрицательного контакта — катода. Но термическая эмиссия электронов не является обязательным условием для первоначальной ионизации воздушного промежутка между контактами. Дуга может возникнуть и при относительно холодном





**Рис. 4.5.** Схема устройства для электромагнитного гашения дуги (а); б — схема деионной решетки.

катоде, но при достаточно сильном электрическом поле и интенсивной ударной ионизации промежутка свободными электронами газовой среды и электронами, вырывающимися с поверхности катода.

По достижении определенной степени ионизации происходит пробой промежутка между контактами и возникает электрическая дуга. При этом в течение всего времени существования дуги в ней происходит непрерывное образование новых ионов (процесс ионизации) и одновременное исчезновение ионов (процесс деионизации).

Поскольку температура дуги значительно превышает температуру плавления металлов, происходит оплавление металла контактов, его разбрызгивание и испарение. Сильно оплавленные контакты непригодны для дальнейшей работы, так как их переходное сопротивление может оказаться чрезмерно большим.

Принцип гашения дуги основан на деионизации пространства между электродами, которую можно осуществить несколькими способами: искусственным удлинением дуги; делением (дроблением) дуги на ряд отдельных коротких дуг; охлаждением промежутка между контактами (например, потоком воздуха); комбинированными способами дутогашения; уменьшением электрической энергии, идущей на образование дуги.

Чем больше длина дуги, тем большее напряжение источника электроэнергии требуется для поддержания ее горения, поэтому удлинение дуги способствует ее быстрому гашению. Удлинить дугу можно с помощью воздушного или электромагнитного дутья. Воздушное дутье получается благодаря специальному устройству дутогасительных камер с узкими щелями и выполнению дутогасительных контактов в виде расходящихся рогов. Выделяющаяся теплота при размыкании контактов вызывает в дутогасительной камере сильный поток воздуха, который, перемещаясь вверх, переносит дугу на более удаленные концы контактов. Электромагнитное дутье (рис. 4.5, а) основано на взаимодействии магнитного поля специальной катушки электромагнита 1, обтекаемой отключающим током  $I$ , с полем электрической дуги 2. Направление силы, действующей при этом на дугу, определяется по

правилу левой руки. Дробление дуги осуществляется с помощью специальных деионных решеток, состоящих из отдельных изолированных друг от друга металлических пластин (рис. 4.5, б). Возникающая между контактами 1 и 2 дуга 5 с помощью воздушного или магнитного дутья отбрасывается на стальные пластины 3 деионной решетки, которые дробят ее на ряд дуг 4 меньшего размера, что способствует быстрому гашению дуги. Этот метод особенно эффективен в аппаратах переменного тока, где ток периодически проходит нулевые значения.

Гашение дуги путем охлаждения газами нашло широкое применение в маломощных контакторах переменного тока, малогабаритных АВ, плавких предохранителях и в некоторых других аппаратах. Стенки дугогасительных камер таких приборов изготавливают из фибры или другого материала, обладающего интенсивным газогенерированием при высокой температуре, получающейся при горении электрической дуги. Выделяемые газы охлаждают дугу и значительно повышают давление в камере, что способствует быстрому дугогашению.

В маломощных электрических аппаратах постоянного тока для уменьшения искрения и подгорания контактов часто параллельно контактам включают конденсаторы. При размыкании контактов шунтирующий их конденсатор поглощает часть электрической энергии, что способствует меньшему подгоранию контактов.

Длительность горения дуги зависит от скорости размыкания контактов. Чтобы увеличить скорость размыкания, коммутационные аппараты снабжают специальными устройствами (например, рубильники — моментными ножами, пакетные выключатели — пружинным механизмом мгновенного выключения и др.).

Электрическая дуга выделяет значительное количество теплоты, поэтому одним из важных требований к дугогасительному устройству является теплостойкость материала дугогасительных камер. В настоящее время для них используют теплостойкие пластмассы, асбопластики и другие материалы. Выбор того или иного материала осуществляют исходя из мощности аппарата, его назначения, условий работы, стоимости и др.

#### **4.6. КОММУТАЦИОННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ РУЧНОГО ДЕЙСТВИЯ**

**Рубильники и переключатели.** Рубильник представляет собой электрический аппарат, служащий для замыкания и размыкания электрических цепей постоянного и переменного тока напряжением до 500 В.

По количеству полюсов рубильники различают одно-, двух- и трехполюсные; по роду управления — с центральной рукояткой,

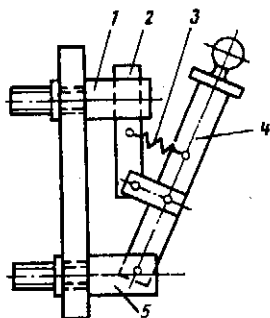


Рис. 4.6. Рубильник с моментным ножом.

рычажным и маховичным приводами; по способу присоединения приводов — с передним и задним присоединением.

При размыкании рубильника под нагрузкой образуется электрическая дуга, разрушающая контакты. Размер дуги зависит от скорости ее перемещения в воздухе, поэтому необходимо, чтобы время горения дуги было наименьшим. С этой целью рубильники (рис. 4.6) снабжают моментными ножами 2, которые присоединяют к главным ножам 4 с помощью шарнирной стойки 5 и пружины 3, которая после выхода главных ножей из верхних губок 1 обеспечивает мгновенный разрыв цепи.

Рубильники, предназначенные для размыкания тока более 600 А, иногда выполняют с угольными разрывными контактами, которые меньше подвергаются разрушению. Для размыкания цепей переменного тока напряжением до 220 В можно применять рубильники без моментных ножей, поскольку возникающая дуга в момент выключения рубильника успевает погаснуть при прохождении тока через его нулевое значение.

Судовые рубильники бывают открытого и водозащищенного исполнения. Рубильники открытого исполнения с центральной рукояткой устанавливают на лицевой стороне панелей распределительных устройств, а с центральным рычажным и маховичным приводами — за лицевой панелью распределительного устройства, причем рукоятки их выходят на лицевую сторону панели.

Рубильники водозащищенного исполнения помещают в стальной ящик, с боковой стороны которого выводят рукоятку управления.

Рубильники устанавливают в вертикальном положении с отключением сверху вниз, что облегчает гашение дуги.

Переключатели в отличие от рубильников имеют по 2 комплекта контактных стоек на 2 рабочих положения. Их применяют для переключения питания с одного источника на другой или для изменения направления тока в электрической цепи.

В последнее время область применения рубильников и переключателей на судах ограничивают. Их заменяют более совершенными коммутационными аппаратами.

**Пакетные выключатели и переключатели.** Пакетные выключатели и переключатели являются компактными и удобными в эксплуатации

аппаратами ручного действия. Их применяют вместо рубильников и переключателей для нечастых включений и переключений электрических цепей постоянного тока до 220 В и переменного тока до 380 В. На судах их используют иногда для пуска АД небольшой мощности и в распределительных устройствах.

В конструкцию пакетного выключателя (рис. 4.7) включается комплект изоляционных дисков 1 с выточками, между которыми располагаются неподвижные контакты 5, а также квадратный валик 2, приводящий в действие подвижные контакты 4, и пружинный механизм для фиксации и мгновенного переключения контактов и рукоятки. При повороте рукоятки пакетного выключателя поворачивается и квадратный валик с подвижными контактами, которые, приходя в соприкосновение с неподвижными, замыкают цепь. При дальнейшем повороте рукоятки на некоторый угол контакты размыкаются.

Гашение дуги в пакетном выключателе происходит вследствие соприкосновения ее с пластинами из фибры 3, расположенными между пакетами. Под воздействием дуги фибровые пластины выделяют газ, который повышает давление внутри пакета, что и способствует быстрому гашению дуги. Пакетные выключатели выполняют одно-, двух- и трехполюсными. Они отличаются друг от друга количеством контактов и изоляционных дисков.

Пакетные переключатели устроены так же, как и пакетные выключатели, но отличаются только количеством и местом расположения подвижных и неподвижных контактов.

**Универсальные переключатели и ключи.** Эти устройства представляют собой коммутационные аппараты, применяемые для нечастых ручных переключений в цепях управления постоянного тока напряжением до 400 В и переменного тока напряжением до 500 В. Их широко применяют в цепях управления и переключения измерительных приборов, в схемах магнитных станций и в схемах дистанционного управления различными аппаратами.

Универсальные переключатели состоят из кулачковых и контакт-

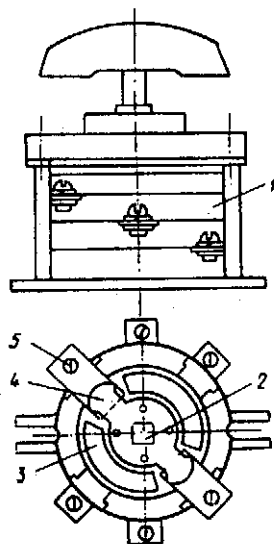


Рис. 4.7. Пакетный выключатель.

ных элементов, выполненных в виде отдельных секций, изолированных одна от другой пластмассовыми перегородками.

Кулачковые шайбы обеспечивают замыкание и размыкание контактов и располагаются на стальном квадратном валике, проходящем через все секции. Неподвижные контакты крепят на общей планке из изоляционных материалов, подвижные — на специальных скобках. Фиксация положений обеспечивается звездочкой и роликом, которые укрепляются на рычаге с пружиной. Фиксация рукоятки бывает в 3, 4 и 6 положениях. Рукоятки универсальных переключателей изготовляют револьверного или овального типа. По числу секций они бывают 2-, 4-, 6- и 8-секционные. Различная форма профилей кулачковых шайб, количество и взаимное расположение их дают возможность набирать многочисленные схемы включения контактов.

#### 4.7. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ И АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

**Плавкие предохранители.** Электрический аппарат, предназначенный для защиты электрических установок, кабелей и проводов от повреждения токами к. з. и перегрузок путем размыкания электрической цепи с помощью расплавления плавкой вставки под действием тока, превышающего заданное значение, называют плавким предохранителем.

По устройству предохранители подразделяют на трубчатые (рис. 4.8) и пробочные (рис. 4.9). В зависимости от способа гашения дуги различают предохранители с наполнителем (обычно чистый кварцевый песок) и без наполнителя. По исполнению предохранители могут быть разборными или неразборными. Разборные предохранители допускают установку плавких вставок на разные допустимые номинальные токи, не превышающие номинального тока патрона предохранителя, а неразборные после срабатывания заменяют новыми. По скорости

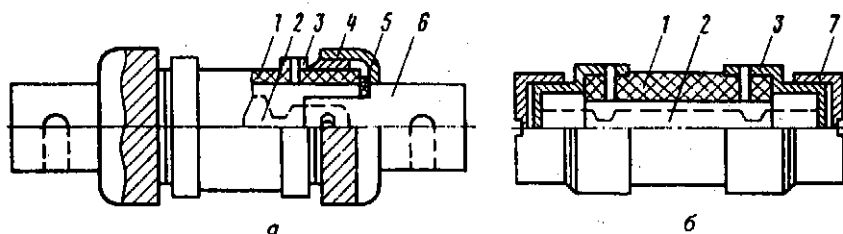
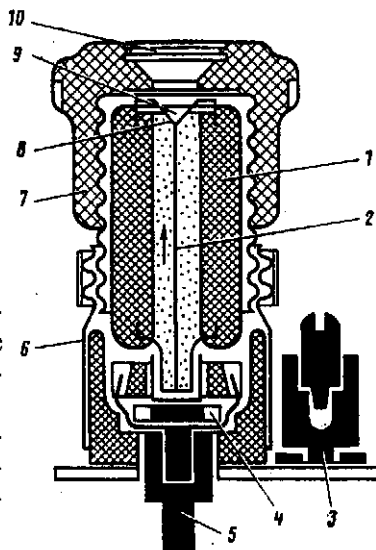


Рис. 4.8. Предохранители типа ПР-2:

*a* —  $I_n > 60$  А; *б* —  $I_n < 60$  А; 1 — патрон; 2 — плавкая вставка; 3 — латунные втулки; 4 — гайка; 5 — шайба с пазом; 6 — контактные ножи; 7 — цилиндрические контакты.

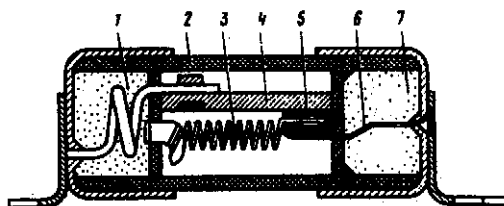
**Рис. 4.9.** Предохранитель типа ПД:

- 1 — фарфоровый цилиндр; 2 — плавкая вставка;  
3 — верхний контакт предохранителя;  
4 — нижний контакт плавкой вставки;  
5 — нижний контакт предохранителя;  
6 — латунный корпус; 7 — фарфоровая головка;  
8 — пружина; 9 — сигнальный глазок;  
10 — окно.



срабатывания различают предохранители нормальные, быстродействующие (токоограничивающие) и инерционные (рис. 4.10).

Для судового электрооборудования выпускают предохранители на номинальные токи от 2 до 1000 А и напряжения 30, 250, 380 и 500 В.



**Рис. 4.10.** Инерционный предохранитель:

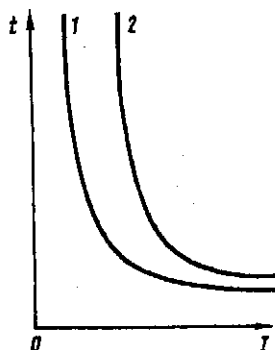
- 1 — нагревательный элемент; 2 — корпус; 3 — пружина; 4 — массивная шина;  
5 — контактная колодка; 6 — медная вставка с перешейками; 7 — наполнитель.

Основной частью предохранителя является плавкая вставка из цинка, так как этот металл мало окисляется, сравнительно дешев и имеет относительно низкую температуру плавления. Для более ответственных потребителей используют предохранители с плавкими вставками из серебра.

Под действием большого тока плавкая вставка предохранителя нагревается и, расплавляясь, разрывает электрическую цепь.

Зависимость общего времени  $t$  сгорания плавкой вставки от тока  $I$ , протекающего по предохранителю, называют время-токовой (ампер-секундной) характеристикой (рис. 4.11). Такая характеристика определяет защитные свойства предохранителей.

Для обеспечения селективной (избирательной) защиты потребителей время-токовые характеристики предохранителей подбирают



**Рис. 4.11.** Время-токовые характеристики плавких вставок с меньшим (1) и большим (2) номинальными токами.

так, чтобы плавкая вставка предохранителя, расположенного ближе к источнику электроэнергии, перегорала позже, чем предохранителя, расположенного дальше.

Каждый предохранитель характеризуют предельной отключающей (разрывной) способностью, которая определяет максимальное значение отключаемого предохранителем тока короткого замыкания. Эта способность зависит от типа предохранителя, габаритных размеров патрона, напряжения, рода тока и времени сгорания плавкой вставки.

Значения предельной отключающей способности трубчатых предохранителей типа ПР-2 на напряжение 380 В с номинальным током предохранителя 60 и 600 А равны соответственно 3,5 и 20,0 кА.

Предельная разрывная способность пробочных предохранителей типа ПД на номинальные токи от 20 до 350 А достигает 60 кА при напряжении 380 В; при номинальном токе 6 А она составляет всего 2 кА.

Для защиты полупроводниковых германиевых и кремниевых приборов, не допускающих сколько-нибудь длительных перегрузок по току, используют быстродействующие плавкие предохранители типа ПНБ-2 и др. Предохранители ПНБ-2 выпускают с серебряными плавкими вставками на токи 40–600 А при напряжении до 380 В. Их разрывная способность 10 кА при  $\cos \varphi = 0,2$ . Постоянная времени нагрева у них в 10–12 раз меньше, чем у обычных, благодаря чему быстродействие их соответственно выше. Дугогашение в этих предохранителях обеспечивается наполнителем из чистого кварцевого песка.

Инерционные предохранители имеют пограничный ток, составляющий 1,5 номинального, и время срабатывания при пятикратном номинальном токе 10–20 с. Инерционные предохранители, предназначенные для защиты электродвигателей, монтируют вблизи от них, а иногда и на самих двигателях. Инерционные предохранители дороже обычных, что сдерживает их широкое применение.

В общем случае предохранители обладают рядом достоинств: простотой устройства; малой массой; низкой стоимостью; высоким быстродействием в случае отключения токов более  $30 I_n$ ; малой продолжительностью горения дуги при отключениях больших токов; большой надежностью.

К недостаткам плавких предохранителей следует отнести:

- невозможность их использования в качестве коммутирующих аппаратов (из-за этого, кроме предохранителей, приходится применять рубильники или пакетные выключатели, что увеличивает габаритные размеры и массу распределительных щитов);
- возможность отключения только одной фазы в цепях трехфазного переменного тока (при этом работа включенных двигателей происходит при двухфазном питании, что может вызвать их перегрев и повреждение);
- неудовлетворительную защиту установок при малых перегрузках.

**Автоматические выключатели.** Автоматическим выключателем называется электрический коммутационно-защитный аппарат, предназначенный для автоматического размыкания электрических цепей при аварийных ситуациях, а также для нечастых оперативных включений и отключений электрических цепей при нормальных условиях работы.

Неселективными (установочными) называют АВ, срабатывающие при токах к.з. без выдержки времени.

Автоматические выключатели с выдержкой времени при отключении токов короткого замыкания называют селективными.

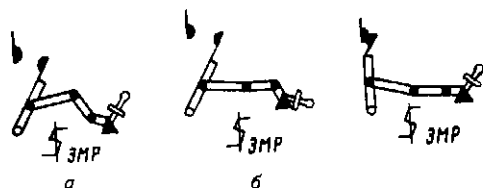
Автоматические выключатели, имеющие различные способы управления и обеспечивающие размыкание электрических цепей при любых неисправностях, называют универсальными (в их число входят и селективные автоматы).

Независимо от типа того или иного АВ все они состоят из следующих основных элементов: контактной системы, дугогасящего устройства, механизма свободного расцепления и автоматического отключающего устройства.

Контактная система состоит из главных контактов, предназначенных для осуществления коммутации в электрической цепи, в которую аппарат включен. Через главные контакты проходит ток нагрузки электрической цепи при включенном состоянии аппарата. Кроме главных контактов, в системе имеются предварительные и дугогасящие контакты. В установочных АВ предварительные контакты отсутствуют. Дугогасящими контактами снабжены только некоторые аппараты этого типа. Дугогасящее устройство АВ для судовых электрических установок выполняют с деионными решетками.

Механизм свободного расцепления, состоящий из ряда рычагов, предназначен для автоматического отключения АВ под воздействием расцепителей. Механизм обеспечивает срабатывание аппарата даже





**Рис. 4.12.** Кинематическая схема механизма свободного расцепления АВ:  
*а* — после автоматического отключения;  
*б* — в положении, предшествующем включению; *в* — во включенном положении.

тогда, когда последний удерживается во включенном положении рукояткой.

Во включенном положении (рис. 4.12, *в*) АВ сила упора, передаваемая от рукоятки аппарата контактной системе, обеспечивается тем, что спрямленная система рычагов находится ниже прямой, соединяющей шарниры. При срабатывании электромагнитного расцепителя ЭМР его якорь ударяет по рычагам, последние поворачиваются в шарнирах, и под действием отключающих пружин (не показанных на рисунке) контакты выключателя размыкаются (рис. 4.12, *а*). Для повторного включения аппарата рукоятку его необходимо переместить в такое положение (рис. 4.12, *б*), чтобы рычаги механизма свободного расцепления опустились. После этого рукоятку переводят во включенное положение. При ручном отключении АВ скорость размыкания его контактов не зависит от скорости перемещения рукоятки аппарата, так как механизм свободного расцепления вместе с отключающими пружинами обеспечивает быстрое расхождение контактов.

Отключающие устройства АВ представляют собой реле той или иной конструкции. В судовых АВ в зависимости от их назначения применяют электромагнитные реле тока, электромагнитные и механические реле времени, реле напряжения и др. Каждое из них непосредственно или через промежуточное реле воздействует на расцепляющий механизм аппарата при нарушении нормального режима работы установки, в результате чего АВ срабатывает. Обычно реле устанавливают на 2 или 3 полюса аппарата. Собственное время срабатывания АВ

$$t_{срб} = t_1 + t_2 + t_3, \quad (4.7)$$

где  $t_1$  — время от момента, когда ток в цепи выключателя достиг значения тока срабатывания реле  $I_{срб}$ , до момента удара якоря реле по расцепителю;  $t_2$  — время от момента удара реле до момента начала размыкания контактов (образования дуги);  $t_3$  — время от момента образования дуги до момента ее гашения.

Основными характеристиками автоматов являются защитная (время-токовая) характеристика, предельная коммутационная способность, электродинамическая и термическая устойчивость, механическая и электрическая износостойкость.

Защитной характеристикой АВ называется зависимость полного времени от момента к.з. до момента срабатывания расцепителя от силы тока, проходящего через расцепитель, или от кратности этого тока по отношению к номинальному току расцепителя. Защитные характеристики АВ определяются наличием тепловых, электромагнитных или комбинированных расцепителей, а также селективной пристройкой замедлителя расцепителя.

Предельная коммутационная способность АВ — это наибольшее значение тока, который электрический аппарат способен отключить без повреждений и включить без сваривания контактов.

*Электродинамическая устойчивость* — наибольшее значение тока (ударный ток), который электрический аппарат способен выдержать в течение короткого промежутка времени без механических повреждений.

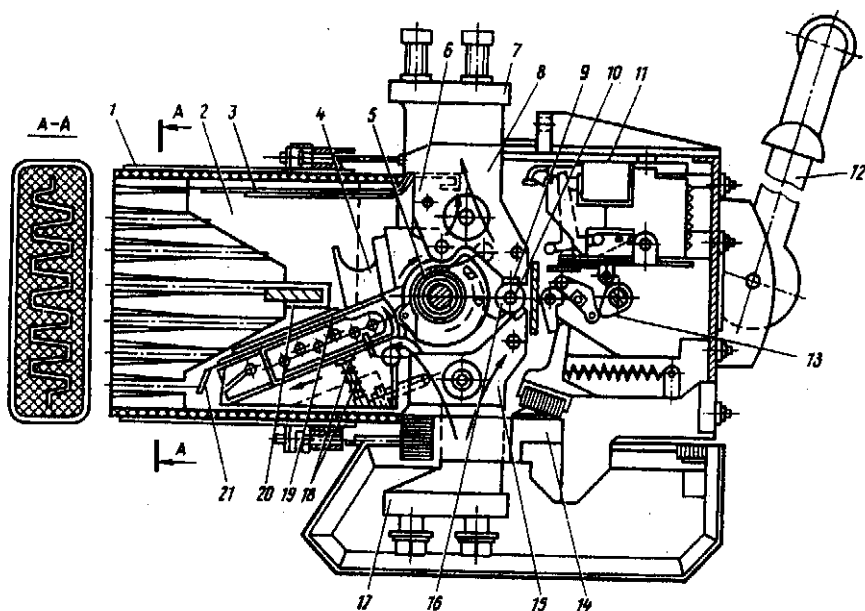
*Термическая устойчивость* — наибольшее значение тока, который электрический аппарат способен пропустить в течение короткого промежутка времени без порчи изоляции и токоведущих частей. Термическая устойчивость количественно может характеризоваться также произведением квадрата силы тока на время протекания тока, пропорциональным количеству выделенной теплоты.

*Механическая и электрическая износостойкость* — количество коммутационных циклов включение-отключение с заданными интервалами между циклами и способами включения и отключения, которое аппарат способен выдержать без повреждений.

**Универсальные и селективные автоматические выключатели.** Наибольшее распространение на судах отечественной постройки нашли универсальные автоматические выключатели типов АВ, АМ.

Автоматические выключатели типа АВ предназначены для защиты СЭЭС с напряжением 500 В переменного и 400 В постоянного тока. Эти АВ выпускают двух- и трехполюсными. Они имеют 2 замыкающих и 2 размыкающих блок-контакта, а АВ с электромеханическим приводом — соответственно по 3 блок-контакта.

Выключатели этой серии в зависимости от назначения выпускают с расцепителями различных типов. Автоматы для защиты при к.з. имеют электромагнитный расцепитель мгновенного действия. Автоматические выключатели для защиты при перегрузках и при к.з. снабжены электромагнитными расцепителями с механическими замедлителями расцепления (с обратно зависимыми от тока защитными характеристи-



**Рис. 4.13.** Автоматический выключатель типа АМ:

1 — стальной корпус; 2 — дугогасящая камера; 3, 21 — дугогасящие рога; 4 — подвижной дугогасящий контакт; 5 — главный вал; 6 — размыкающая пружина подвижного дугогасящего контакта; 7, 17 — зажимы; 8, 15 — главные неподвижные контакты; 9, 16 — серебряные накладки; 10 — контактный ролик; 11 — независимый расцепитель; 12 — рукоятка; 13 — отключающий валик; 14 — расцепитель минимального тока; 18 — верхняя и нижняя пружины неподвижного дугогасящего контакта; 19 — неподвижный дугогасящий контакт; 20 — стальной сердечник.

ками при перегрузках). Наконеч, АВ, предназначенные для селективной защиты при перегрузках и при к.з., имеют, кроме того, выдержку времени в зоне к.з., не зависящую от тока и регулируемую в пределах, обеспечивающих селективность АВ. Максимальные расцепители этих аппаратов возвращаются в исходное положение, если ток перегрузки снижается до 70% тока установки по истечении  $2/3$  выдержки времени, соответствующей этой перегрузке.

Главные неподвижные контакты АВ имеют серебряно-никелевые, а подвижные контакты — серебряно-никель-графитовые накладки. Предварительные и разрывные подвижные контакты имеют медные накладки, разрывные неподвижные — медно-графитовые. При включении АВ вначале замыкаются разрывные, затем предварительные и, наконец, главные контакты. При отключении порядок размыкания обратный.

Разрывная способность автоматических выключателей типа АВ (при 500 В, 50 Гц), рассчитанных на номинальный ток 400 А, составляет 42 кА, а на номинальный ток 1800 А — соответственно 75 кА. Габаритные размеры и масса их относительно велики. Эти аппараты занимают много места по длине распределительного щита.

Автоматические выключатели типа АМ (рис. 4.13) по своим качествам значительно превосходят выключатели типа АВ. Они имеют открытое исполнение и рассчитаны на напряжение до 400 В переменного тока при частоте 50 Гц и на напряжение до 560 В постоянного тока. Эти выключатели предназначены для защиты электрических установок при перегрузках и к.з. Они допускают нечастые оперативные включения и отключения электрических цепей. Выключатели АМ выпускают двух- и трехполюсными с максимальными расцепителями на разные значения номинального тока.

Выключатели изготовляют выдвижными на раме, с ручным маховичным приводом. Они могут иметь также привод дистанционного включения моторно-пружинного типа, ускоряющий включение. Маховик АВ связывают с контактным валом посредством промежуточных валов и механизма свободного расцепления.

Кроме главных контактов, АВ имеют дугогасящие контакты. Главные подвижные контакты состоят из нескольких парных роликов с серебряной окантовкой, замыкающих два неподвижных массивных контакта с впаянными серебряными пластинами. Путь главного тока имеет форму дуги, на внутренней стороне которой расположены ролики. Поэтому отбрасывающие усилия в контактной точке компенсируются электродинамическими усилиями от контура тока. Отброс дугогасящих контактов также компенсируется электродинамическими усилиями, возникающими в дугообразной петле, обтекаемой током.

Дугогасящие контакты — медные с медно-графитовой пластиной на неподвижном контакте. Гашение дуги в аппарате осуществляется камерой с узкой щелью.

Собственное время срабатывания аппарата при к.з. не превышает 0,08 с. В АВ типа АМ встраивают электромагнитные расцепители максимального тока с механическими замедлителями, благодаря чему обеспечивается возможность их селективной работы с временем срабатывания 0,18; 0,38; 0,63; 1,0 с.

Отключающая способность, электродинамическая и термическая устойчивость АВ типа АМ выше, чем у других типов выключателей на напряжение до 500 В. В частности, они выше, чем у выключателей типа АС, конструкция которых аналогична конструкции АВ типа АМ. Так, отключающая способность АВ типа АМ достигает 120 кА.

Конструкция аппарата типа АМ (см. рис. 4.14) предполагает его размещение в глубине щита, что уменьшает место, занимаемое АВ на лицевой плоскости распределительного щита, по сравнению с выключателями типа АВ.

**Установочные автоматические выключатели.** На отечественных судах широко применяют установочные АВ типов А-3000, Д-3300, А-3700, АК-50.

Автоматические выключатели типов А-3000, А-3300 изготавливают на номинальные токи 100, 200 и 600 А и АВ типа А-3700 — на номинальные токи от 160 до 630 А в 2- и 3-полюсном исполнении.

Некоторые типы АВ (например, А-3340), кроме главных контактов, изготовленных из металлокерамики высокой износостойчивости, имеют дугогасящие контакты.

В аппаратах, имеющих только главные контакты (А-3310, А-3320, А-3330), при включении контакты сначала соприкасаются верхними частями, а затем нижними, а при отключении, наоборот, сначала размыкаются нижние части, затем — верхние. При этом нижние (рабочие) части контактов защищают от преждевременного изнашивания.

Выключатели могут выполняться как с комбинированными (тепловыми и электромагнитными), так и с электромагнитными расцепителями.

В установочных АВ, снабженных двумя расцепителями (тепловым и электромагнитным), работающими независимо друг от друга, время-токовая характеристика изображается линией  $ABB_1C_1$  (рис. 4.14).

Тепловой расцепитель имеет обратно зависимую от тока характеристику. Если бы у аппарата был только один этот расцепитель, то его время-токовая характеристика соответствовала бы линии  $ABC$ .

Электромагнитный расцепитель имеет характеристику, практически от тока не зависящую. При одном этом расцепителе время-токовая характеристика аппарата представляла бы ломаную кривую  $A_1B_1C_1$ . При токах нагрузки меньших, чем пограничный ток  $I_b$ , работает только тепловой расцепитель, так как ток уставки электромагнитного расцепителя

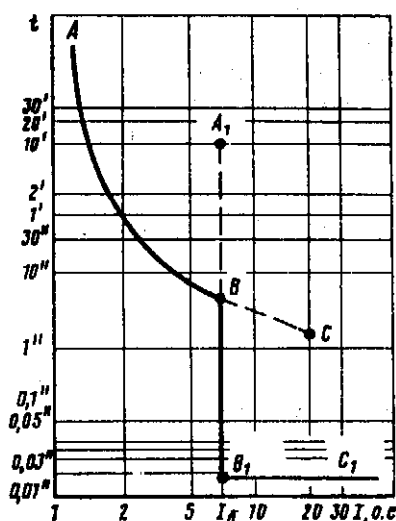


Рис. 4.14. Время-токовая характеристика установочного автоматического выключателя.

$I_y > I_6$ . При токах нагрузки, превышающих  $I_6$ , работает только электромагнитный расцепитель, поскольку тепловой расцепитель имеет при этих токах большее время срабатывания. При работе электромагнитного расцепителя (участок  $B_1 C_1$  характеристики) полное время срабатывания составляет менее 0,02 с. При таком времени отключения поврежденных участков СЭЭС обеспечивается невозможность нарушения нормальной работы неповрежденных ее участков. В частности, в установках переменного тока исключается возможность произвольного отключения электроприводов, имеющих контакторную аппаратуру управления.

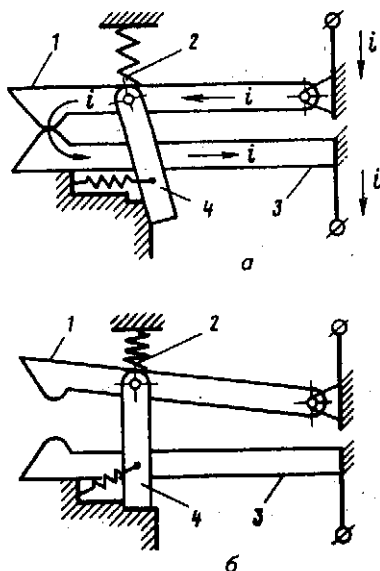
Кроме того, установочные АВ обеспечивают лучшую защиту элементов СЭЭС при малых нагрузках, чем плавкие предохранители. Так, например, предохранители типа ПД отключают цепь при перегрузке по току от  $1,35 I_n$  за время немногим менее 2 ч, а установочные АВ — в течение 1 ч.

Вместе с тем большая скорость срабатывания установочных АВ (примерно одинаковая для всех аппаратов этого типа) ограничивает селективность их работы. Селективность действия двух установочных АВ возможна лишь в пределах уставок их электромагнитных расцепителей. Установочные АВ имеют также ограниченную селективность работы с предохранителями. Другим недостатком этих АВ является то, что их тепловые расцепители после срабатывания требуют длительного (1—5 мин) времени для остывания, без чего невозможно повторное включение аппаратов.

Кроме воздушных АВ этого типа, рассчитанных на частоту 50 Гц, на их базе производят выключатели для установок переменного тока с частотой 400 Гц.

Установочные АВ типа А-3000 имеют при большом быстродействии относительно высокую разрывную способность. Так, выключатели типа А-3300 (при напряжении 400 В, частоте 50 Гц) на номинальный ток 100 А с расцепителями на 25 и 100 А обладают разрывной способностью соответственно 7,5 и 20 кА, выключатели на номинальный ток 600 А с расцепителем на этот же ток имеют разрывную способность 50 кА. Наибольшей токоограничивающей и разрывной способностью обладают АВ типа А-3700Б (при номинальном токе 630 А и напряжении 380 В их разрывная способность достигает 100 кА).

В автоматических выключателях А-3700 для улучшения их защитных характеристик применен блок управления (реализованный на полупроводниковых элементах), получающий сигнал от измерительного органа и передающий команду на отключение независимому электромагнитному расцепителю. Эти АВ могут также иметь неселективное исполнение с тепловым и электромагнитным расцепителями



**Рис. 4.15.** К принципу действия токоограничивающих АВ, основанных на использовании электродинамических усилий:  
*а* — АВ включен; *б* — АВ отключен.

максимального тока, что позволяет использовать их вместо АВ типов А-3100 и А-3300.

Автоматические выключатели типа АК-50 выпускают 3-полюсными для сетей переменного тока с номинальным напряжением до 400 В при частоте 50 Гц и 2-полюсными для сетей постоянного тока с напряжением до 320 В (номинальный ток аппаратов 50 А). Подвижные и неподвижные контакты изготовлены из меди с напайками из металлокерамики на серебряной основе. Гашение электрической дуги происходит в камерах с деионными решетками.

Выключатели типа АК-50 выполняют с электромагнитными расцепителями и гидравлическим замедлителем или только с электромагнитным расцепителем. Расцепитель АВ переменного тока имеет мгновенную отсекку макси-

мального тока в диапазоне 5, 7, 10-кратных значений номинального тока расцепителя. Расцепители постоянного тока выполняют на мгновенную отсекку 5-кратным номинальным током расцепителя.

Механизм управления обеспечивает моментное замыкание и размыкание контактов, не зависящее от скорости движения рукоятки управления АВ.

**Токоограничивающие автоматические выключатели.** Создание современных быстродействующих токоограничивающих АВ основано на использовании электродинамических усилий, возникающих в элементах аппарата, обтекаемых током к.з. (рис. 4.15). При номинальном токе, протекающем по траверсам 1 и 3, электродинамические усилия, стремящиеся отбросить траверсы одну от другой, сравнительно малы. При к.з. в цепи, коммутируемой АВ, ток  $i$  быстро возрастает. Это влечет за собой рост электродинамических усилий, пропорциональных квадрату тока и значительно превосходящих силу натяжения пружины 2. Вследствие этого траверса 1 приходит в движение и контакт разрывает цепь с током. В отключенном положении траверса 1 фиксируется защелкой 4.

Быстродействующие АВ с высокой отключающей способностью ограничивают в защищаемой ими цепи токи к.з. и позволяют тем самым применять в ней АВ, аппараты, шины и приборы, рассчитанные на меньшие ударные токи к.з. Это приводит к снижению габаритных размеров, массы и стоимости распределительных устройств.

К отечественным быстродействующим АВ относятся выключатели типа АБЭ, изготавливаемые для систем постоянного тока напряжением до 560 В и рассчитанные на токи от 5 до 15 кА. Собственное время срабатывания АВ не более 5 мс, что позволяет отключить ток к.з. до того, как он достигнет своего ударного значения. АВ этой серии имеют водяное охлаждение.

Выключатели типа АБЭ выполняют с двумя расцепителями: электромагнитным, срабатывающим при достижении током в защищаемой цепи значения, равного току уставки, и индукционно-динамическим, срабатывающим при появлении в защищаемой цепи тока со скоростью нарастания, равной значению уставки АВ по скорости нарастания тока или превышающей ее. Индукционно-динамический расцепитель выполняют с управлением от индукционного шунта или от батареи конденсаторов, которые поставляют комплектно с АВ (устанавливают вне его).

Наряду с АВ для коммутации силовых цепей постоянного и переменного тока больших значений в СЭЭС часто используют неавтоматические воздушные выключатели типов В, ВМ и ВВ.

Такие выключатели выпускают 1-полюсными (В-100, ВМ-100, ВВ-100), 2-полюсными (В-200, ВМ-200, ВВ-200) и 3-полюсными (В-12/23, ВМ-12/23, ВВ-12/23). Выключатели типа В имеют электромагнитные, а типов ВМ и ВВ — электродинамические компенсаторы, препятствующие отбросу дуогасительных контактов при их замыкании.

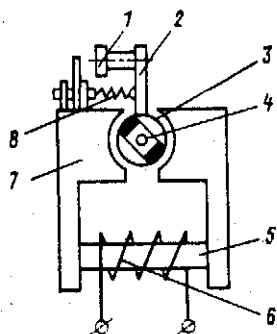
Неавтоматические воздушные выключатели типов В и ВМ изготавливают на номинальные токи 1; 1,5 и 3 кА, выключатели типа ВВ рассчитывают на токи 5 и 7,5 кА (имеют водяное охлаждение главных контактов). Контактная система неавтоматических выключателей этих типов выполнена подобно контактной системе АВ типа АМ.

#### **4.8. РЕЛЕ ЗАЩИТЫ**

На практике для защиты СЭЭС применяют различного типа реле. Кроме того, реле устанавливают непосредственно на АВ (электромагнитные токовые реле, применяемые в качестве электромагнитных расцепителей; тепловые реле; электромагнитные и механические замедлители расцепления).

**Реле обратного тока.** Эти реле применяют при параллельной работе генераторов постоянного тока при заряде аккумуляторных батарей для





**Рис. 4.16.** Схема электродинамического реле обратного тока типа ДТ.

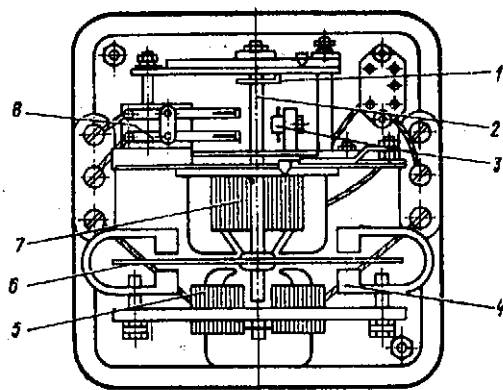
предотвращения работы генератора в двигательном режиме из-за неисправности его приводного двигателя. В таких случаях реле обратного тока, включенное в цепь генератора, при изменении направления тока воздействует на АВ, защищающий генератор, и отключает последний.

Реле обратного тока бывают трех типов: электромагнитные, электродинамические и магнитоэлектрические

В СЭЭС применяют электродинамические реле обратного тока типа ДТ (рис. 4.16). На сердечнике электромагнита 5 расположена обмотка 6, включаемая последовательно в цепь генератора. Стальной якорь 4 находится между полюсами электромагнита 7. На якоре имеется обмотка напряжения 3, включаемая в цепь генератора параллельно. При обтекании током последовательной и параллельной обмоток возникает вращающий момент, стремящийся повернуть якорь. Этот момент зависит от направления тока в этих обмотках. Электромагнитный момент совпадает с моментом, создаваемым противодействующей пружиной при одинаковом направлении тока в обмотке напряжения и прямого тока последовательной обмотки; при этом якорь, увлекая за собой рычаг 2, поворачивается в сторону размыкания контактов у реле с размыкающими контактами и в сторону замыкания у реле с замыкающими контактами. При изменении направления тока в последовательной обмотке электромагнита направление момента вращения изменяется. При обратном токе, равном значению уставки, реле, преодолевая усилие пружины 8, срабатывает. При этом замыкающие контакты реле 1 замыкаются, а размыкающие — размыкаются.

Выбор реле осуществляют в зависимости от параметров защищаемой цепи. Номинальные токи последовательных обмоток реле ДТ-11 и ДТ-15 составляют 6, 25, 50, 150 и 200 А, а для ДТ-12 и ДТ-16 — 400, 600 и 800 А.

**Реле обратной мощности.** Эти реле применяют в установках переменного тока при параллельной работе СГ для предотвращения перехода их в двигательный режим при неисправности приводного двигателя генератора. Во избежание срабатывания реле при кратковременных переходах генератора в двигательный режим (вызванных качаниями машин в режиме параллельной работы, к.з., синхронизацией и др.) они работают с выдержкой времени.



**Рис. 4.17.** Реле обратной мощности ИМ-149 индукционного типа.

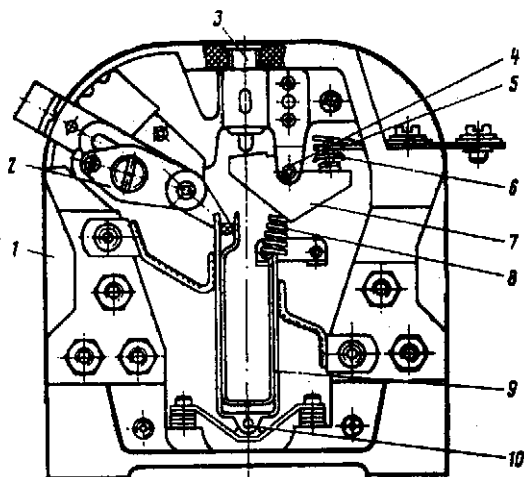
В СЭС переменного тока применяют реле обратной мощности индукционного типа ИМ-149 (рис. 4.17). Реле состоит из двух основных частей: магнитопривода с обмотками и подвижной системы.

Магнитопривод имеет верхнюю 7 и нижнюю 5 магнитные системы. Обмотка верхней магнитной системы последовательно включается в одну из фаз статора генератора через трансформатор тока (она рассчитана на ток 5 А). Обмотка нижней магнитной системы включается в цепь статора генератора параллельно (рассчитана на номинальные напряжения 127 и 220 В).

Подвижная система реле состоит из алюминиевого диска 6, насаженного на ось 2, на которой он может поворачиваться на некоторый угол. Диск расположен между полюсами магнитной системы. Кроме того, его охватывают полюса двух постоянных магнитов 4, обеспечивающих независимую от мощности выдержку времени. К оси подвижной системы одним концом прикреплена спиральная пружина 1, другой конец которой закреплен неподвижно. Ось подвижной системы через зубчатую передачу соединена с подвижным контактом 3 реле. Неподвижный контакт 8 укреплен на пластмассовой колодке.

При отсутствии тока в обмотках электромагнита спиральная пружина, воздействуя на подвижную систему, удерживает ее в крайнем положении на упоре.

Когда СГ работает в генераторном режиме, то токи, проходящие по обмоткам электромагнита, вызывают появление усилия, стремящегося повернуть диск в сторону действия пружины. При переходе СГ в двигательный режим меняется фаза тока в последовательной обмотке электромагнита. При этом создается усилие, стремящееся повернуть диск в противоположном направлении.



**Рис. 4.18.** Тепловое реле типа ТРТ:

- 1 — корпус; 2 — механизм уставки; 3 — кнопка ручного возврата; 4 — ось;  
 5 — неподвижные контакты; 6 — контактный мостик; 7 — изоляционная колодка;  
 8 — пружина; 9 — биметаллическая пластина; 10 — ось пластины.

При некотором значении обратной мощности, на которое реле отрегулировано, диск, преодолевая противодействие пружины, поворачивается и с выдержкой времени замыкает контакты. Уставку обратной мощности реле осуществляют изменением числа витков последовательной обмотки, включенной в цепь вторичной обмотки трансформатора тока. Выдержку времени регулируют изменением положения упора подвижного контакта.

В СЭЭС применяют также реле обратной мощности типа РОМ-409 (для установок переменного тока с повышенной частотой 400 Гц), бесконтактные реле обратного активного тока типа РОТ, бесконтактные реле активной мощности типов РМ-51 (на частоту 50 Гц) и РМ-401 (на частоту 400 Гц).

**Реле перегрузки.** Реле перегрузки типа ИМ-145 предназначено для защиты генератора переменного тока от перегрузки. По принципу действия и устройству реле перегрузки аналогично реле обратной мощности, но рассчитывается на срабатывание при нагрузках, равных 105, 110 и 115% номинальной мощности генератора. Реле перегрузки имеет выдержку времени от 0,25 до 2,5 с, обратно зависящую от мощности перегрузки.

**Тепловые реле.** Их применяют для защиты двигателей постоянного и переменного токов от перегрузок. Обычно тепловые реле включают последовательно в цепь питания защищаемого электродвигателя. Защитные свойства теплового реле характеризуются время-токовой

характеристикой, представляющей собой зависимость времени срабатывания от кратности тока нагрузки.

На судах наибольшее применение нашли тепловые реле типа ТРТ (рис. 4.18). Реле работает следующим образом. Если по реле протекают токи перегрузки, равные току уставки или превышающие его, то V-образная биметаллическая пластина сильно нагревается и изгибается. Через цилиндрическую пружину она поворачивает изоляционную колодку с подвижным контактным мостиком, в результате чего контакты размыкаются. Самовозврат реле происходит только после остывания биметаллической пластины в течение не более 3 мин.

#### 4.9. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Измерительные приборы, реле, автоматические регуляторы возбуждения присоединяют к электрической цепи через трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Этим обеспечивают безопасность измерения, удобство обслуживания приборов и реле, возможность установки их в удобном месте, возможность стандартизировать приборы и реле на номинальный ток (5 или 1 А) и на номинальное напряжение (127 В).

Вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения в установках 380 В и более заземляют, что позволяет обнаружить и затем устранить пробой изоляции между обмотками и тем самым предотвратить длительную работу вторичной цепи трансформаторов при повышенном (опасном для человека) напряжении.

**Трансформаторы тока.** Первичную обмотку трансформатора тока включают в цепь измеряемого тока последовательно, а во вторичную обмотку последовательно включают токовые катушки приборов и реле.

Каждый трансформатор тока характеризуют его номинальным коэффициентом трансформации  $k_n$ , под которым понимают отношение номинального тока первичной обмотки  $I_{1н}$  к номинальному току вторичной обмотки  $I_{2н}$ . Коэффициент трансформации приблизительно равен отношению числа витков вторичной обмотки  $w_2$  к числу витков первичной обмотки

$$k_n = I_{1н} / I_{2н} \approx w_2 / w_1. \quad (4.8)$$

Трансформаторы тока характеризуют погрешностями, которые они дают в результате измерений: токовой  $\Delta I$  и угловой  $\delta$ .

Токовая погрешность (%)

$$\Delta I = [(k_n I_2 - I_1) / I_1] 100, \quad (4.9)$$

где  $I_1$  — истинное значение первичного тока;  $k_n I_2$  — вторичный ток, приведенный к току первичной цепи (определяют измерением).

Угол  $\delta$  между вектором намагничивающей силы (н. с.) первичной обмотки  $F_1$  и повернутым на  $180^\circ$  вектором н.с. вторичной обмотки  $F_2$  называют угловой погрешностью.

Для уменьшения погрешности трансформатора тока стремятся уменьшить его, ток холостого хода  $I_0$ , который зависит в основном от качества стали и размеров сердечника трансформатора тока.

Трансформаторы тока разделяют на пять классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Класс точности трансформатора тока определяется его предельной токовой погрешностью при номинальном первичном токе и сопротивлении  $z_2$  вторичной цепи 25—100% номинального сопротивления  $z_{2н}$ . Номинальным сопротивлением  $z_{2н}$  (нагрузкой) называют наибольшее сопротивление, при котором трансформатор работает с погрешностью, соответствующей данному классу точности. Номинальному сопротивлению соответствует номинальная вторичная мощность

$$S_{2н} = I_{2н}^2 z_{2н}.$$

Трансформаторы тока применяют для питания измерительных приборов и релейных защит. Из опыта эксплуатации следует, что для их четкой работы при токах аварийного режима погрешности не должны превышать: токовая — 10%, угловая — 7%. Эти условия удовлетворяются при питании цепей трансформаторами классов точности 1 и 3. Соединение трансформаторов тока с приборами осуществляют чаще всего по схемам, представленным на рис. 4.19.

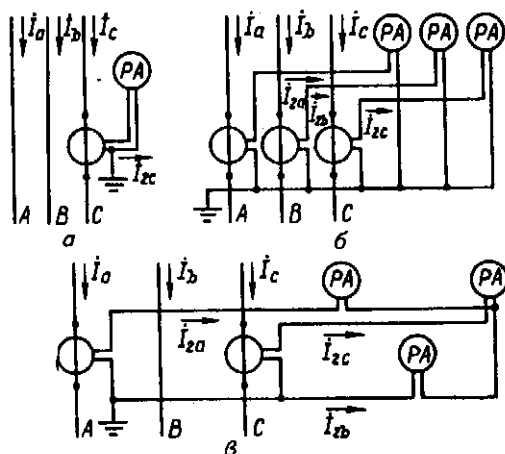


Рис. 4.19. Схемы соединений трансформаторов тока:  
а, б, в — соответственно в 1, 3, 2 фазах.

Измерением тока в одной фазе (рис. 4.19, а) ограничиваются в установках с равной нагрузкой каждой из трех фаз. При неравномерной нагрузке фаз применяют схемы, изображенные на рис. 4.19, б, в.

Конструкции трансформаторов тока разнообразны. По конструкции первичной обмотки трансформаторы тока подразделяют на одно- и многovitковые (с первичной обмоткой из нескольких витков, охватывающих сердечник трансформатора).

Одновитковые трансформаторы тока имеют ряд преимуществ: небольшие габаритные размеры и массу, высокую динамическую и термическую устойчивость и др. Однако при малых токах н.с.  $F_1$  одновитковых трансформаторов тока мала и поэтому точность низка; в связи с этим одновитковые трансформаторы изготавливают обычно на токи не менее 400 А.

Многovitковые трансформаторы тока изготавливают на сравнительно небольшие токи (от 5 до 600 А), когда при одном витке первичной обмотки требуемую точность и небольшую мощность трудно обеспечить. Габаритные размеры, масса и стоимость многovitковых трансформаторов тока больше, а динамическая и термическая устойчивость меньше, чем одновитковых.

**Трансформаторы напряжения.** Их применяют в сетях напряжением 380 В и более. Их первичную обмотку подключают к сети параллельно, а к вторичной обмотке подключают параллельные катушки измерительных приборов и реле. Для обеспечения высокой точности работы трансформаторов напряжения их нагружают значительно меньше, чем это возможно по условиям нагрева, при этом ток нагрузки соизмерим с током намагничивания.

Каждый трансформатор напряжения характеризуют номинальным коэффициентом трансформации  $k_n$ , под которым понимают отношение номинальных напряжений  $U_{1н}$  и  $U_{2н}$  первичных и вторичных обмоток.

Номинальный коэффициент трансформации вместе с тем приблизительно равен отношению числа витков первичной обмотки  $w_1$  к числу витков вторичной обмотки  $w_2$

$$k_n = U_{1н}/U_{2н} \approx w_1/w_2. \quad (4.10)$$

Трансформатор напряжения характеризуют погрешностями напряжения  $\Delta U$  и угловой  $\delta$ .

Погрешность напряжения (%)

$$\Delta U = [(k_n U_2 - U_1)/U_1] 100, \quad (4.11)$$

где  $k_n U_2$  — вторичное напряжение, приведенное к напряжению первичной цепи (определяют путем измерения);  $U_1$  — истинная величина первичного напряжения.

Погрешность напряжения возрастает при увеличении тока холостого хода трансформатора  $I_0$ , что имеет место при повышении напряжения сети сверх номинального. Однако зависимость  $\Delta U$  от  $I_0$  у трансформатора напряжения меньше, чем у трансформатора тока. Погрешность  $\Delta U$  возрастает также с уменьшением коэффициента мощности нагрузки.

Угловой погрешностью трансформатора напряжения называют угол между вектором первичного напряжения и повернутым на  $180^\circ$  вектором вторичного напряжения.

Трансформаторы напряжения подразделяют на четыре класса точности: 0,2; 0,5; 1 и 3. Трансформатор напряжения имеет несколько номинальных мощностей, каждой из которых соответствует определенный класс точности. В зависимости от нагрузки трансформатор напряжения работает с тем или иным классом точности. На паспортной табличке трансформатора указывают наивысший класс точности, с которым он может работать.

Трансформатор напряжения характеризуют также предельной мощностью, определяемой условиями его нагрева. Эта мощность используется при применении трансформатора в качестве силового для питания сигнальных ламп, отключающих или удерживающих катушек АВ и др.

Трансформаторы напряжения по числу фаз подразделяют на одно- и трехфазные, по числу обмоток — на двух- и трехобмоточные.

Трансформаторы напряжения защищают с первичной и вторичной сторон предохранителями. Предохранители с первичной стороны защищают питающую сеть при к.з. в самом трансформаторе, а предохранители со вторичной стороны защищают трансформатор при больших перегрузках и к.з. во вторичной цепи.

#### 4.10. ВЫБОР АППАРАТОВ И ПРИБОРОВ

При выборе любого аппарата необходимо соблюдение следующих двух условий:

$$U_n \geq U_{\text{раб}}; \quad (4.12)$$

$$I_n \geq I_{\text{раб}}, \quad (4.13)$$

где  $U_n$ ,  $I_n$  — соответственно номинальные напряжения и ток аппарата;  $U_{\text{раб}}$ ,  $I_{\text{раб}}$  — рабочие напряжение и ток аппарата в данной схеме включения.

Выполнение условия (4.12) необходимо во избежание электрического пробоя изоляции аппаратов и выхода его из строя. Дугогасительные устройства аппаратов также рассчитывают на определенное напряжение, при котором они надежно обеспечивают гашение дуги.

Если рабочее напряжение отключающего аппарата превышает номинальное значение, то процесс гашения дуги может затянуться, в результате чего контакты аппарата могут перегреться и оплавиться.

Выполнение условия (4.13) необходимо во избежание перегрева аппаратов. Если же рабочий ток аппарата будет больше номинального, то это вызовет превышение температуры нагрева его токоведущих частей над максимально допустимой температурой, вследствие чего изоляционные материалы в аппарате становятся проводящими и может произойти к.з. между его отдельными токоведущими частями. Превышение рабочего тока над номинальным отрицательно сказывается и на процессе дугогашения. При отключении такого тока под действием чрезмерно интенсивной дуги аппарат может быть поврежден.

Рабочее напряжение и рабочие токи аппаратов определяют на основании расчета электросхемы, в которой они устанавливаются. Их номинальные значения принимают по каталогам или техническим условиям на поставку аппаратов. При выборе предохранителей сначала осуществляют выбор номинального тока плавкой вставки, а затем номинального тока патрона.

Для защиты сетей освещения, нагревательных приборов, управления и др. плавкую вставку выбирают по условию  $I_{п.в} \geq I_{раб}$ .

Для защиты сетей, питающих электродвигатели, ток плавкой вставки предохранителей следует определять с учетом пусковых токов, в противном случае во время пуска электродвигателя она может расплавиться.

При питании одиночных электродвигателей ток плавкой вставки

$$I_{п.в} \geq I_{раб}. \quad (4.14)$$

При питании нескольких электродвигателей от данной линии плавкую вставку выбирают из условия, что двигатель с наибольшим пусковым током находится в пусковом режиме, а остальные работают нормально:

$$I_{п.в} = k_0 \sum_{i=1}^n I_i + k I_{раб}, \quad (4.15)$$

где  $k_0 \sum_{i=1}^n I_i$  — сумма рабочих токов электродвигателей (без одного, имеющего наибольший ток) с учетом коэффициента одновременности их работы  $k_0$ ;  $k$  — коэффициент, учитывающий пусковой режим работы электродвигателя (в зависимости от его типа составляет 1,0—3,0);  $I_{раб}$  — рабочий ток пускаемого электродвигателя.

После выбора плавкой вставки выбирают соответствующий ей патрон предохранителя, а затем проверяют предохранитель на разрывную способность.



Проверку предохранителей по разрывной способности токов к.з. осуществляют по условию

$$i_{уд.р} \geq i_{уд.л} \quad (4.16)$$

где  $i_{уд.р}$  — расчетное значение ударного тока к.з. в электросистемах переменного тока или максимальное значение тока к.з. в электросистемах постоянного тока;  $i_{уд.л}$  — предельно допустимый ток к.з., отключаемый предохранителем.

Выбор АВ по рабочему току аналогичен выбору предохранителей. Вначале выбирают номинальный ток максимальных расцепителей, а затем номинальный ток АВ. Номинальный ток расцепителей АВ, включенных в различные питающие линии (генераторные, переемычек, отдельных потребителей) выбирают по расчетным рабочим токам этих линий исходя из условия

$$I_{н.р} \geq I_{раб}, \quad (4.17)$$

где  $I_{н.р}$  — номинальный ток расцепителей АВ;  $I_{раб}$  — рабочий ток АВ.

После этого необходимо выбрать соответствующие уставки расцепителей в зоне к.з. (во избежание ложных срабатываний АВ в моменты пуска электродвигателей) по условию

$$I_{уст.а.в} \geq 1,2 I_{п.дв}, \quad (4.18)$$

где  $I_{уст.а.в}$  — ток уставки АВ в зоне к.з.;  $I_{п.дв}$  — пусковой ток двигателя (или нескольких двигателей).

Если по данному АВ протекают пусковые токи нескольких потребителей (при самозапуске, переключении питания), то выполнение условия (4.18) может оказаться невозможным. Необходимо, чтобы согласно время-токовой характеристике АВ отключался за время, в 2—3 раза превышающее время пуска двигателей (обычно не более 2 с).

Далее осуществляют проверку АВ по токам к.з.

Селективные АВ проверяют по следующим условиям:

1) на разрывную способность и динамическую стойкость:

$$i_{уд.р} \leq i_{уд.л}; \quad (4.19)$$

$$I_p \leq I_d; \quad (4.20)$$

где  $i_{уд.р}$  — расчетный ударный ток к.з.;  $i_{уд.л}$  — допустимое значение ударного тока к.з. АВ;  $I_p$  — расчетное действующее значение тока к.з. в момент расхождения дугогасительных контактов АВ;  $I_d$  — допустимо действующее значение тока АВ в момент расхождения контактов;

2) на термическую стойкость в сетях переменного тока

$$I_y^2 t_{\Phi} = I_d^2 t_d; \quad (4.21)$$

3) на термическую стойкость в сетях постоянного тока

$$I_y^2 t_{\phi} = P t_d, \quad (4.22)$$

где  $I_y$  — установившееся значение тока к.з.;  $t_{\phi}$  — фиктивное время к.з.;  $I_{cp}$  — среднее значение тока к.з.;  $t_{к.з.}$  — действительное время к.з.;  $P t_d$  — допустимое значение термической стойкости аппарата.

Быстродействующие АВ проверяют только на разрывную способность по условию

$$i_{уд.р} \leq i_{уд.д.} \quad (4.23)$$

Быстродействующие АВ и предохранители на термическую стойкость не проверяют.

Автоматические выключатели, которые устанавливают на большом удалении от ГРЩ (в сетях вентиляции, камбузного оборудования, освещения), проверяют на чувствительность защиты от к.з., поскольку значения токов к.з., которые они должны отключать, могут быть весьма незначительными. Проверку осуществляют по условию

$$I_{уст.ав} \geq 1,5 I_{к.з.}, \quad (4.24)$$

где  $I_{уст.ав}$  — ток уставки АВ в зоне к.з.;  $I_{к.з.}$  — действующее значение периодической составляющей тока к.з.

Если условие (4.24) не выполняется, необходимо увеличить площадь сечения питающих кабелей в сети или применять АВ с меньшим значением тока трогания.

При выборе электроизмерительных приборов необходимо учитывать их нормальное рабочее положение (горизонтальное или вертикальное), класс точности, назначение, исполнение и пределы измерения. Пределы измерения амперметров и ваттметров должны составлять не менее 120–150% номинального значения измеряемой величины, а вольтметров — не менее 120% номинального напряжения.

Вместе с приборами выбирают соответствующие им шунты или трансформаторы тока.

### 5.1. СУДОВЫЕ СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Системы распределения электроэнергии на судах можно классифицировать по двум признакам:

- по виду и количеству питающих линий, проложенных от источников к потребителям;
- по электрическим схемам питающих линий.

В зависимости от вида и количества питающих линий СЭС могут быть с радиальной, магистральной или смешанной системой распределения электроэнергии.

На рис. 5.1 представлена СЭС с радиальной системой распределения электроэнергии.

Радиальной (фидерной) системой распределения электрической энергии называют такую систему, при которой наиболее ответственные и мощные потребители электроэнергии получают питание непосредственно от главного распределительного щита ГРЩ. Потребители меньшего значения питаются от распределительных щитов РЩ, которые в свою очередь получают питание через отдельные питающие линии от главного распределительного щита.

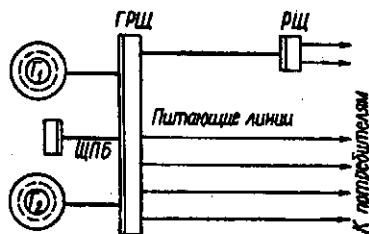
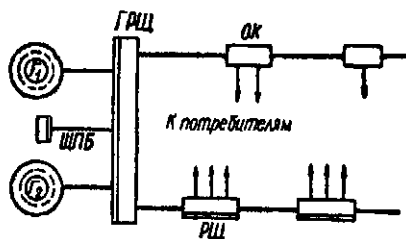
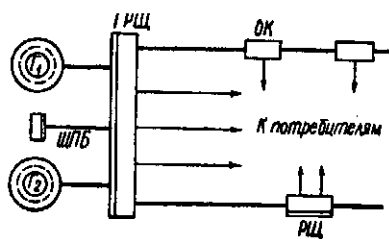


Рис. 5.1. Принципиальная схема СЭС при радиальной (фидерной) системе распределения электроэнергии.

При использовании радиальной системы распределения электроэнергии непосредственно от ГРЩ получают питание электроприводы руля, шпилей (якорно-швартовых), брашпилей, пожарных насосов, спасательных средств; радиоустановка; гирокомпас; щит навигационного оборудования; коммутатор сигнально-отличительных огней; щиты освещения жилых помещений, наружного освещения; различные



**Рис. 5.2.** Принципиальная схема СЭС при магистральной системе распределения электроэнергии.



**Рис. 5.3.** Принципиальная схема СЭС при смешанной системе распределения электроэнергии.

группы вентиляции (рефрижераторной, служебной и др.) и другие имеющиеся на конкретном судне ответственные потребители.

Магистральной системой распределения электроэнергии называется такая система, при которой все потребители электрической энергии получают питание от главного распределительного щита по одной или нескольким магистралям через щит РЩ или осветительные коробки ОК. Принципиальная схема распределения электроэнергии по этой схеме показана на рис. 5.2.

Смешанной системой распределения электроэнергии называется такая система, при которой одна часть потребителей электрической энергии получает питание по радиальной, а другая — по магистральной системе.

Принципиальная схема распределения электроэнергии по этой системе изображена на рис. 5.3.

Сравнивая различные системы распределения электрической энергии с точки зрения их наибольшей надежности (живучести), а также весовых и других показателей, можно отметить следующее.

Достоинствами радиальной системы по сравнению с другими системами распределения электроэнергии в основном являются:

- а) возможность централизованного управления включением и отключением потребителей;
- б) большая надежность снабжения потребителей электроэнергией.

Так, например, в магистральной системе при выходе из строя или отключении одной из магистралей сразу же лишается электроэнергии большое число разнохарактерных потребителей.

При радиальной системе такое явление может произойти только с одним из ответственных потребителей или с небольшой группой менее ответственных потребителей.

Сравнение магистральной и радиальной систем распределения электроэнергии в весовом отношении показывает, что для средних и больших судов они примерно равноценны.

На небольших судах магистральная система оказывается иногда лучше радиальной, так как в этом случае удастся получить меньшие габариты главного распределительного щита при равноценной живучести.

Смешанная система распределения электроэнергии занимает промежуточное положение между радиальной и магистральной системами, поэтому ей присущи достоинства и недостатки обеих систем. Она не дает каких-либо особых преимуществ по сравнению с радиальной системой для средних и больших судов или по сравнению с магистральной системой для малых судов. По этой причине смешанная система применяется редко.

Вместе с тем следует отметить, что часто при радиальной системе распределения электроэнергии применяются отдельные магистрали: например, магистраль освещения; магистраль, питающая несколько распределительных щитов для близких по своему назначению потребителей, и т. п. Поэтому можно отметить, что радиальная система распределения электроэнергии в чистом виде почти никогда не применяется. Она всегда в какой-то степени имеет смешанный характер и является радиально-групповой (фидерно-групповой). Подобная радиальная система распределения электроэнергии является наиболее распространенной и рациональной для судовых электроэнергетических систем.

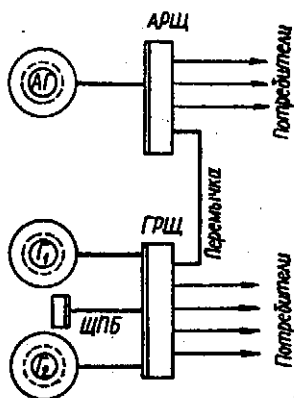
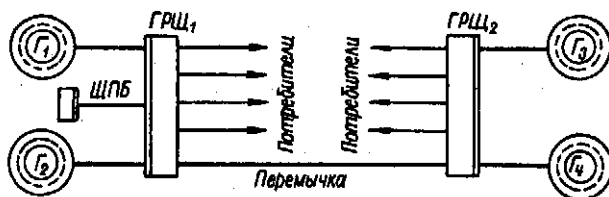


Рис. 5.4. Принципиальная схема СЭС при распределении электроэнергии от основной и аварийной электростанций.

На ряде судов предусматривается установка аварийного генератора и аварийного распределительного щита, т.е. кроме основной имеется аварийная электростанция. В таком случае аварийный распределительный щит АРЩ (рис. 5.4) соединяется перемычкой с ГРЩ. При работе основной электростанции аварийный распределительный щит находится под напряжением от основных генераторов. В случае исчезновения напряжения на ГРЩ дается импульс на запуск аварийного генератора АГ, перемычка между ГРЩ и АРЩ отключается и аварийный генератор подключается к АРЩ. При наличии



**Рис. 5.5.** Принципиальная схема СЭС при распределении электроэнергии от двух основных электростанций.

на судне АРЩ от него питаются: коммутатор сигнальных и отличительных огней; освещение коридоров, проходов, трапов, площадок, рубок, водомерных и питательных приборов котлов; авральная и пожарная сигнализация; прожекторы; электропривод руля; главные средства связи и т. п. На ГРЩ основной электростанции всегда предусматривается возможность приема электроэнергии с берега (ШПБ) или с другого судна.

На некоторых судах к СЭС предъявляются повышенные требования в отношении бесперебойности снабжения электроэнергией. В таких случаях по аналогии с береговыми кольцевыми системами прибегают, например, к установке на судне двух автономных основных электростанций с ГРЩ₁ и ГРЩ₂ (рис. 5.5), каждая из которых снабжает электроэнергией определенную часть потребителей, наиболее близко к ней расположенных. Некоторые потребители могут получать питание как от одной, так и от другой электростанции. Допускается передача электроэнергии от одной электростанции на другую с помощью перемычки (нормально перемычка отключена с обеих сторон).

В зависимости от электрических схем питающих линий в СЭС применяются следующие системы распределения электроэнергии: двухпроводная на постоянном и переменном токе (однофазная), трехпроводная (трехфазная) на переменном токе, четырехпроводная (трехфазная с нулевым проводом) на переменном токе.

Использование корпуса судна в качестве токопровода для одной из фаз, а также заземление на корпус нулевых точек генераторов и силовых трансформаторов напряжения в большинстве случаев не допускается, а на нефтеналивных судах соединение каких-либо токоведущих частей с корпусом судна категорически запрещается.

Следовательно, судовые системы распределения электроэнергии, как правило, являются полностью изолированными от корпуса судна. Это делает их более надежными в работе и более безопасными в эксплуатации. В трехпроводной системе с заземленной нулевой точ-

кой генератора каждое замыкание любой из фаз на корпус будет связано с коротким замыканием и отключением питающей линии. При случайном прикосновении к любой из фаз человек оказывается под действием фазового напряжения. В четырехпроводной системе с изолированной нейтралью замыкание фазы на корпус не является коротким замыканием; прикосновение к одной фазе безопасно для человека. Однако эти рассуждения справедливы только при отличном состоянии изоляции всех фаз системы относительно корпуса. Поэтому необходимо вести постоянный контроль за состоянием изоляции с помощью приборов на ГРЩ. Значительное снижение сопротивления изоляции следует немедленно устранять.

Рост мощности СЭС и протяженности кабельных линий в перспективе может привести к значительному повышению емкостных токов и вследствие этого к необходимости заземления нулевых точек генераторов и силовых трансформаторов через дроссельные сопротивления.

## **5.2. КАНАЛИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И РАСЧЕТ СУДОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Канализация, т. е. передача электроэнергии в СЭС, осуществляется кабелями различных марок, имеющими разные сечения и разное количество жил.

В зависимости от места прокладки кабеля, а также от назначения применяют кабели: гибкие, шланговые, экранированные, панцирные, высокочастотные и др. Кабели прокладывают по скоб-мостам, перфорированным панелям или в специальных подвесках, приваренных к корпусу. Прокладка кабелей в подвесках наиболее проста и значительно ускоряет выполнение электромонтажных работ. Такой способ прокладки нашел самое широкое распространение. В местах, где возможно механическое повреждение, кабели прокладывают в трубах или желобах.

Различают открытую и скрытую проводку. Открытую проводку выполняют в помещениях, не имеющих обстройки (обшивки) деревом или другими материалами. В помещениях, имеющих обшивку, проводку выполняют скрытой в специальных каналах, обеспечивающих осмотр кабельных трасс (кабели местного назначения допускаются прокладывать под обшивкой без специальных устройств для доступа).

Кабели следует прокладывать по возможности в сухих и не подвергаемых действию высоких температур помещениях. Недопустима прокладка кабеля вблизи дымоходов, выхлопных труб, котлов, в угольных бункерах и т. п.

Проходы для кабелей через водонепроницаемые переборки делают с помощью сальников или коробок, заливаемых (набиваемых) уплотняющей массой. Трасса кабелей должна быть по возможности прямолинейной с минимальным числом пересечений. Всякие ответвления от кабелей выполняют только посредством ответвительных коробок или щитов.

В силовых сетях и сетях освещения для неподвижных прокладок применяют в основном кабель марок КНР (с негорючей найритовой оболочкой и резиновой изоляцией), КНРП (кабель найритовый резиновый в панцирной оплетке) и КНРЭ (с экранирующей оплеткой). В сетях телефонной связи и других установках слабого тока используют кабели марок КНРТ, КНРТП, КНРТЭ. Для подвижных прокладок применяют кабели марок РШМ (резиновый шланговый гибкий морской) для внутренних помещений и НРШМ — для открытых пространств, а также там, где на эти кабели возможно воздействие солнечного света и масла.

При монтаже электрораспределительных устройств наибольшее распространение получили установочные провода марок УВГ и УВОГ с полихлорвиниловой изоляцией (гибкие и особо гибкие).

Общим недостатком всех кабелей с резиновой изоляцией является относительно низкая допустимая рабочая температура жилы, равная  $65^{\circ}\text{C}$ . При больших температурах резина очень быстро стареет. Поэтому в настоящее время внедряются в производство кабели и провода с пластмассовой, бутилрезиновой, кремнийорганической и магниезиальной изоляцией. Последние представляют собой медную трубку, внутри которой в окиси магния впрессована токоведущая жила или несколько жил. Подобная изоляция допускает рабочую температуру жилы от  $85$  до  $250^{\circ}\text{C}$ . При равных токах нагрузки габариты такого кабеля значительно меньше кабелей с резиновой изоляцией. В конечном итоге это дает возможность резко сократить размеры кабельных трасс и места прохода их через переборки.

Промышленность выпускает одно-, двух-, трех- и многожильные кабели с резиновой изоляцией. При постоянном и однофазном переменном токе применяют кабели одно- и двухжильные, причем считается нерациональным использование двухжильных кабелей сечением более  $6\text{ мм}^2$ .

Передача трехфазного переменного тока на судах, как правило, осуществляется трехжильными кабелями. В целях облегчения монтажных работ не рекомендуется применять трехжильные кабели сечением более  $240\text{ мм}^2$ .

При использовании одножильных кабелей в трехфазных сетях необходимо предусматривать их симметричную укладку (по углам треу-



гольника) во избежание перегрева металлических судовых конструкций или снижать допустимые токи нагрузки, особенно для кабелей больших сечений.

Любую электрическую систему принято подразделять на отдельные электрические сети в зависимости от назначения, напряжения и т. п. Например, выделяют силовую сеть, сеть освещения, сеть управления, сеть дистанционного контроля и т. д.

От силовой сети получают питание электроприводы механизмов машинно-котельной группы, палубных механизмов, вентиляционных установок, насосов судовых систем, рефрижераторных установок и т. п.

Сеть нормального электрического освещения разделяется на сети внутреннего и наружного освещения. Сеть аварийного освещения подразделяется на сети основного и малого аварийного освещения. Сеть основного аварийного освещения в большинстве случаев является составной частью сети нормального освещения, получающей питание от щита аварийной электростанции (щит аварийной электростанции в нормальном режиме питается от главного распределительного щита электростанции, а в аварийном режиме — от аварийного генератора). Сеть малого аварийного освещения, как правило, является автономной, питающейся от аккумуляторов.

Отдельную сеть может составлять также сеть сигнальных и отличительных огней, коммутаторы которых питаются от основной и аварийной электростанций. Кроме того, на судах имеется сеть переносного освещения.

Сеть радиотрансляции предусматривает трансляцию радиопередач, магнитофонной записи или служебных команд по судовым помещениям.

Сеть установок слабого тока включает в себя телефонные сети, сети звонковой связи, пожарной сигнализации, машинных телеграфов, рулевых указателей и т. п. К сетям прочих устройств относятся зарядные, питания прожекторов и другие обособленные сети, которые могут быть на конкретном судне.

Каждая из этих сетей имеет специфические методы расчета.

В судовых электросистемах наиболее трудоемкими являются расчеты силовой сети и различных сетей освещения.

Протекание электрического тока  $I$  по кабелю или проводу сопротивлением  $R$  неизбежно связано со следующими отрицательными явлениями:

- 1) потерей мощности ( $I^2 R$ );
- 2) потерей энергии ( $I^2 R t$ );
- 3) нагреванием кабеля и выделением теплоты ( $K I^2 R t$ );
- 4) потерей напряжения ( $IR$ ).

Потеря мощности и энергии в кабелях требует увеличения мощности генераторов электростанции и непроизводительного расхода топлива.

Нагревание кабеля вызывает старение изоляции со всеми возможными при этом последствиями (низкая изоляция, короткие замыкания и т. п.). Потеря напряжения в кабеле приводит к снижению напряжения на зажимах потребителей.

Таким образом, все эти явления носят явно отрицательный характер, и при выборе кабелей и расчете сетей, как правило, необходимо принимать меры для их уменьшения.

При данном токе, передаваемом по кабелю, все перечисленные отрицательные явления уменьшаются, если выбрать кабель с меньшим сопротивлением  $R$ , т. е. кабель большего сечения. Однако это приведет к перерасходу меди и завышению веса и габаритов кабельных трасс, что совершенно недопустимо.

В каждом конкретном расчете кабельной сети должны быть выбраны определенные оптимальные сечения кабелей. При этом может оказаться, что для уменьшения потерь в кабелях необходимо выбрать сечение большее, чем по условию нагревания, или наоборот.

Возможно также, что отдельные кабели придется выбрать по минимуму потерь мощности или напряжения, а остальные по допустимому нагреванию.

При выборе кабелей по допустимому нагреванию необходимо учитывать режимы их эксплуатации и степень старения изоляции.

Степень старения изоляции зависит от температурного режима работы кабеля (т. е. величины протекающего тока нагрузки и потери энергии), что определяет срок его службы. Как следует из кривой на рис. 5.6, если резиновый кабель находится длительно и непрерывно под нагрузкой при температуре жилы  $65^{\circ}\text{C}$ , то срок его службы равен примерно 2200 сут, т. е.  $\frac{2200}{365} = 6$

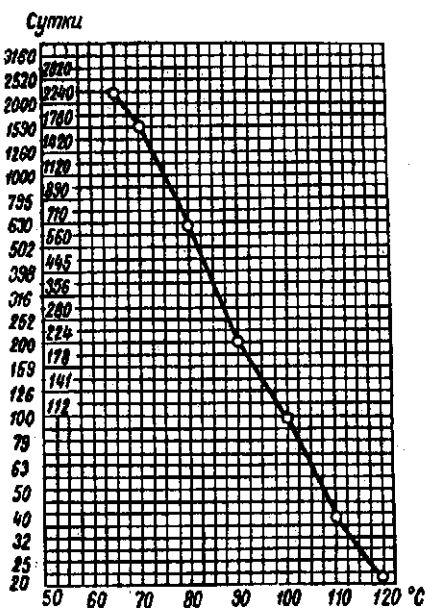


Рис. 5.6. Зависимость срока службы кабеля с резиновой изоляцией от температуры нагрева токопроводящей жилы.

годам. Если кабель работает с перерывами, т. е. несколько часов под нагрузкой, несколько часов отключен и т. д. (подобный режим работы можно назвать длительно-прерывистым), то срок его службы будет равен 6 годам плюс общее время отключенного состояния кабеля. При таком режиме срок службы кабеля может составлять около 10 лет. Еще больший срок службы будут иметь кабели, работающие в стандартном кратковременном ( $t = 30, 60$  мин.) или повторно-кратковременном ( $PB = 25,40\%$ ) режиме, если принять максимальную температуру нагревания жилы такой же, как и в длительном (длительно-прерывистом) режиме, т. е. равной  $65^\circ\text{C}$ .

Таким образом, выбор сечений кабелей и расчет сетей по нагреванию необходимо проводить, задавшись общим сроком службы кабелей. На основании этого и исходя из режима работы каждого кабеля (т. е. изменения протекающего в нем тока в зависимости от времени) определяют температуру и сечение жил кабелей, допуская температуру жил равной  $65^\circ\text{C}$  и более со сроком службы соответственно кривой на рис. 5.6.

После этого проводят проверку на величину потери мощности и напряжения в сети, так как последнее строго регламентируется (нормы приведены ниже). Следует заметить, что пусковые токи электродвигателей рекомендуется учитывать в расчетах сечений кабелей при определении потери напряжения в том случае, когда нет уверенности в удовлетворительном пуске, или в случае чрезвычайно частых пусков, когда по этому режиму проводится проверка на нагревание как двигателя, так и питающего его кабеля.

Необходимо, чтобы судовые электрические сети имели оптимальный срок службы при наименьшем весе и габаритах трасс и нормально допустимых потерях мощности и напряжения.

Из изложенного можно сделать вывод, что в общем случае расчет кабельных сетей СЭС является достаточно сложной и трудоемкой задачей.

В задачу несколько упрощенных расчетов судовых электрических сетей обычно входит определение сечений кабелей, составляющих данную сеть, при известных токах нагрузки кабелей с последующей проверкой сети на потерю напряжения. При этом расчет выполняют в таком порядке:

- 1) определяют расчетные (рабочие) токи кабелей;
- 2) выбирают сечения кабелей с необходимым количеством жил по расчетным токам с помощью таблиц норм допустимых нагрузок на кабели, составленных исходя из температуры нагревания жил  $+65^\circ\text{C}$  и окружающей температуры  $+40^\circ\text{C}$ ; если окружающая температура равна  $\vartheta_{\text{окр}}$ , то нагрузку на кабели пересчитывают по формуле

$$I = I_{40} \frac{65 - \vartheta_{\text{окр}}}{65 - 40};$$

при  $\vartheta_{\text{окр}} = +45^\circ \text{C}$   $I = I_{40} \cdot 40,8;$

при  $\vartheta_{\text{окр}} = +50^\circ \text{C}$   $I = I_{40} \cdot 40,6;$

- 3) проводят проверку сети, состоящей из выбранных кабелей, на потерю напряжения.

При расчете силовых сетей СЭС типа представленной на рис. 5.7 расчетные токи для выбора кабелей определяют на основании следующих формул и соображений.

Расчетный ток кабеля, соединяющего генератор с ГРЩ, принимают равным номинальному току генератора, для того чтобы можно было сколь угодно длительно передавать всю его мощность:

на постоянном токе

$$I_r = \frac{P_r}{U_r},$$

на переменном токе

$$I_r = \frac{P_r}{\sqrt{3} U_r \cos \varphi_r};$$

где  $P_r$  — номинальная мощность генератора, Вт;  $U_r$  — номинальное напряжение генератора, В;  $\cos \varphi_r$  — номинальный коэффициент мощности генератора (обычно равен 0,8).

Расчетный ток кабеля, соединяющего отдельный потребитель с РЩ или ГРЩ, принимают равным номинальному току потребителя, например на переменном токе:

$$I_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} U_c \cos \varphi_1}; \quad I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} U_c \cos \varphi_2} \quad \text{и т. п.},$$

где  $P_r$  — номинальные мощности на валу двигателя, Вт;  $U_c$  — номинальное напряжение сети, В;  $\cos \varphi_1, \cos \varphi_2$  — номинальные коэффициенты мощности потребителей;  $\eta_1, \eta_2$  — КПД потребителей.

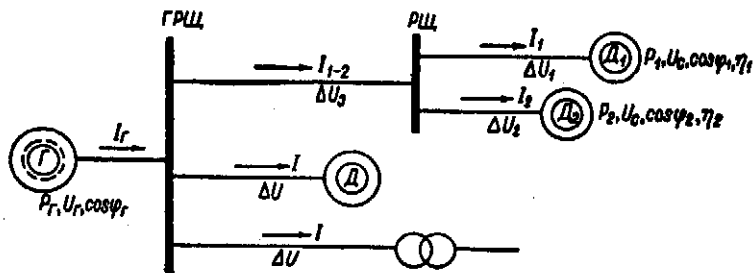


Рис. 5.7. К определению расчетных токов кабелей в силовой сети СЭС.

Расчетный ток кабеля, соединяющего ГРЩ и РЩ, определяют как сумму (на постоянном токе арифметическую, на переменном — геометрическую) токов потребителей, питающихся от РЩ в одном из режимов (стоянка, ходовой, аварийный), когда эта сумма будет наибольшей с учетом коэффициента загрузки каждого потребителя и коэффициента одновременности их работы. Таким образом, на постоянном токе

$$I_{1-n} = K_0 (K_1 I_1 + K_2 I_2 + \dots + K_n I_n),$$

где  $I_1, I_2, \dots, I_n$  — номинальные токи потребителей (с учетом запасных фидеров), А;  $K_1, K_2, \dots, K_n$  — коэффициенты загрузки потребителей;  $K_0$  — коэффициент одновременности работы потребителей, питающихся от РЩ.

Произведения  $K_1 I_1, K_2 I_2$  и т. п. можно назвать рабочими токами потребителей в данном режиме.

На переменном токе для определения расчетного полного тока  $I_n$  необходимо предварительно определить сумму активных и реактивных токов потребителей:

$$\begin{aligned} I_{a1} &= I_1 \cos \varphi_1; & I_{p1} &= I_1 \sin \varphi_1; \\ I_{a2} &= I_2 \cos \varphi_2; & I_{p2} &= I_2 \sin \varphi_2; \\ &\dots\dots\dots & &\dots\dots\dots \\ I_{an} &= I_n \cos \varphi_n; & I_{pn} &= I_n \sin \varphi_n; \\ I_a &= K_1 I_{a1} + K_2 I_{a2} + \dots + K_n I_{an}; \\ I_p &= K_1 I_{p1} + K_2 I_{p2} + \dots + K_n I_{pn}; \end{aligned}$$

тогда

$$I_n = K_0 \sqrt{I_a^2 + I_p^2}.$$

При близких значениях коэффициентов мощности  $\cos \varphi_1, \cos \varphi_2, \dots, \cos \varphi_n$  для упрощения расчета геометрическую сумму токов можно заменять арифметической.

Получив расчетные токи кабелей, проводят выбор сечений кабелей с необходимым количеством жил, учитывая режим их работы (длительный, кратковременный или повторно-кратковременный) и сравнивая допустимый ток данного кабеля с расчетным. Необходимо, чтобы расчетный ток был несколько меньше или равен допустимому. При этом целесообразно учитывать, что одножильные кабели по сравнению с двух- и трехжильными, а также кабели меньших сечений по

сравнению с кабелями больших сечений допускают большие плотности тока (отношение тока к площади поперечного сечения). Поэтому, например, применение вместо одного кабеля двух параллельно проложенных может дать экономию в весе и габаритах трассы. Следовательно, нужно выбрать несколько возможных вариантов кабелей для данной питающей линии и сравнить их по весу и габаритам.

После выбора сечений всех кабелей, составляющих данную сеть, определяют потери напряжения в ней. В силовых сетях потерю напряжения находят по участкам от шин ГРЩ до каждого потребителя; в сетях освещения — от источника (трансформатора, аккумулятора) или от ГРЩ до каждой удаленной лампы. Согласно Правилам Регистра общая потеря напряжения от ГРЩ до каждого потребителя как сумма потерь по участкам не должна превышать значений (в %), приведенных ниже:

Силовая сеть	7
Осветительная сеть при напряжении (В):	
110, 127 или 220	5
до 36	10

Например, для схемы на рис. 5.7 вначале определяют потерю напряжения  $\Delta U_1$ ,  $\Delta U_2$ ,  $\Delta U_3$  и т. д. по участкам с различными токами и сечениями кабелей, затем находят общую потерю напряжения от ГРЩ как сумму:

до потребителя  $D_1$

$$\Delta U_{\text{общ}} = \Delta U_1 + \Delta U_3;$$

до потребителя  $D_{2n}$

$$\Delta U_{\text{общ}} = \Delta U_1 + \Delta U_3.$$

Для потребителей, непосредственно питающихся от ГРЩ, потеря напряжения на участке равна общей потере от ГРЩ до потребителя.

Превышение указанных выше значений потерь напряжения недопустимо по тем причинам, что, например, лампы накаливания с уменьшением подводимого к ним напряжения резко снижают световой поток; у электродвигателей (особенно переменного тока) с уменьшением напряжения падает величина вращающего момента и т. п.

Если по расчету потеря напряжения в какой-либо части сети окажется больше допустимой, то необходимо увеличить сечение соответствующих кабелей или, там где это возможно, увеличить напряжение сети.

### 5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ НА УЧАСТКЕ СЕТИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Представим, что потребитель  $\Pi$  находится на расстоянии  $l$  от источника электроэнергии (рис. 5.8); сопротивление одного провода равно  $r$ , нагрузка, создаваемая потребителем, равна  $I$ . Протекая по прямому проводу 1—2, ток  $I$  вызовет в нем по закону Ома потерю напряжения  $Ir$ . Полная потеря напряжения в прямом и обратном проводах будет равна

$$\Delta U = 2Ir.$$

Сопротивление провода определяют по формуле

$$r = \frac{l}{\gamma S},$$

поэтому

$$\Delta U = \frac{2Il}{\gamma S}$$

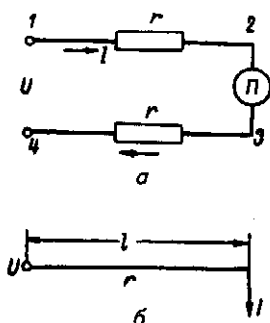
или в %

$$\Delta U = \frac{2Il \cdot 100}{\gamma S U} \%, \quad (5.1)$$

где  $I$  — ток нагрузки, А;  $l$  — длина линии, м;  $\gamma$  — удельная проводимость меди;  $S$  — сечение кабеля, мм<sup>2</sup>;  $U$  — номинальное напряжение сети, В.

Если нагрузку потребителя выразить взамен тока через мощность  $I = P/U$ , то формула (5.1) примет вид

$$\Delta U = \frac{2Pl \cdot 100}{\gamma S U^2} \%, \quad (5.2)$$



**Рис. 5.8.** Схемы для определения потери напряжения на участке сети постоянного тока с одной нагрузкой:

$a$  — электрическая схема;  
 $b$  — расчетная схема.

где  $P$  — мощность, передаваемая по участку сети, Вт.

Величины, входящие в формулы (5.1) и (5.2), являются всегда известными. Расстояние от источника до потребителя определяется на основании схемы канализации электроэнергии судна. Удельную проводимость меди можно принимать равной  $\gamma = 48 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ .

В общем случае удельная проводимость меди при любой температуре  $\vartheta$  может быть определена по формуле

$$\gamma = \frac{57}{1 + 0,004(\vartheta - 20)}.$$

Если данный участок сети выполнен кабелем одного сечения и имеет несколько распределенных по длине нагрузок, то потерю напряжения на нем можно определить следующим путем.

Пусть имеется участок с тремя нагрузками, как показано на рис. 5.9. Потеря напряжения на прямом и обратном проводах от источника до последнего потребителя в этой сети будет

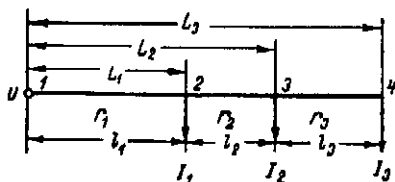


Рис. 5.9. Расчетная схема для определения потери напряжения на участке сети с тремя нагрузками.

$$\Delta U = 2(\Delta U_{1-2} - \Delta U_{2-3} - \Delta U_{3-4}). \quad (5.3)$$

Очевидно, что

$$\Delta U_{1-2} = (I_1 + I_2 + I_3)r_1 = (I_1 + I_2 + I_3)\frac{l_1}{\gamma S};$$

$$\Delta U_{2-3} = (I_2 + I_3)r_2 = (I_2 + I_3)\frac{l_2}{\gamma S};$$

$$\Delta U_{3-4} = I_3r_3 = I_3\frac{l_3}{\gamma S}.$$

Подставим последние выражения в формулу (5.3) и вынесем за скобки общий множитель  $l/\gamma S$ , тогда

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma S} [(I_1 + I_2 + I_3)l_1 + (I_2 + I_3)l_2 + I_3l_3].$$

Раскрыв скобки данного уравнения, получим

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma S} [I_1l_1 + I_2l_1 + I_3l_1 + I_2l_2 + I_3l_2 + I_3l_3]$$

или

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma S} [I_1l_1 + I_2(l_1 + l_2) + I_3(l_1 + l_2 + l_3)].$$

Из рис. 5.9 следует, что

$$l_1 = L_1; l_1 + l_2 = L_2; l_1 + l_2 + l_3 = L_3,$$

поэтому

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma S} [I_1L_1 + I_2L_2 + I_3L_3].$$

Очевидно, если участок имеет не 3 нагрузки, а  $n$  нагрузок, то

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma S} [I_1L_1 + I_2L_2 + I_3L_3 + \dots + I_nL_n]$$



или

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma S} \sum_{i=1}^n I_i L_i.$$

Потеря напряжения в % для рассматриваемого случая равна

$$\Delta U = \frac{2 \cdot 100}{\gamma S U} = \sum_{i=1}^n I_i L_i \%.$$
 (5.4)

Если нагрузку выразить через мощность, то формула (5.4) приобретает вид

$$\Delta U = \frac{2 \cdot 100}{\gamma S U^2} = \sum_{i=1}^n P_i L_i \%.$$
 (5.5)

Формула (5.5) находит применение главным образом при определении потери напряжения в сетях освещения.

Применение формул (5.4) и (5.5), очевидно, сводится к определению постоянного коэффициента (перед знаком суммы), который умножается на сумму как бы «моментов» электрических нагрузок (выраженных током или мощностью) относительно начальной точки, от которой определяется потеря напряжения.

**Пример 1.** Выполнить расчет потери напряжения на участке осветительной сети (рис. 5.10) постоянного тока напряжением 24 В, выполненной кабелем сечением 1,5 мм<sup>2</sup>.

Мощность каждой лампы равна 40 Вт. Так как сечение кабеля задано, то расчет сводится только к проверке на потерю напряжения.

Расчет, очевидно, будет достаточным, если определить потерю напряжения до ламп I, II и III (рис. 5.10, а). Для этого составим расчетные схемы (рис. 5.10, б, в, г).

Участки от РЩ до ламп I, II и III изобразим в виде прямых линий, началом каждой из них примем РЩ, а ее концом — точку приложения нагрузки (лампы), до которой определяется потеря напряжения. На этих же прямых нанесем промежуточные точки приложения прочих нагрузок.

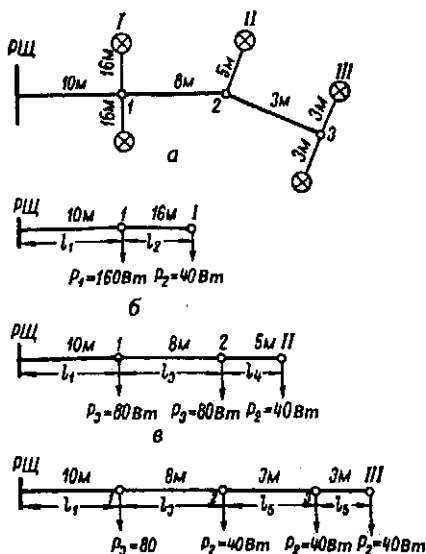


Рис. 5.10. Схема сети освещения к примеру 1.

Для рис. 5.10, б промежуточной является точка I, где должна прикладываться нагрузка четырех ламп (кроме лампы I). Для рис. 5.10, в промежуточными являются точки I и 2. К точке I прикладывается нагрузка первых двух ламп, к точке 2 — нагрузка двух последних ламп. Для рис. 5.10, г промежуточными являются точки I, 2 и 3. К точке I прикладывается нагрузка двух первых ламп, к точке 2 — нагрузка одной лампы, к точке 3 — тоже нагрузка одной лампы.

Далее нетрудно по формуле (5.5) определить значения потерь напряжения до каждой из указанных выше ламп:

потеря напряжения от РЩ до лампы I составит

$$\Delta U_I = \frac{200[P_1 l_1 + P_2(l_1 + l_2)]}{\gamma S U^2} = \frac{200}{1,5 \cdot 24^2 \cdot 48} (160 \cdot 10 + 40 \cdot 26) = 13\%;$$

потеря напряжения от РЩ до лампы II составит

$$\begin{aligned} \Delta U_{II} &= \frac{200[P_3 l_1 + P_3(l_1 + l_3) + P_2(l_1 + l_3 + l_5)]}{\gamma S U^2} = \\ &= \frac{200}{1,5 \cdot 24^2 \cdot 48} (80 \cdot 10 + 80 \cdot 18 + 40 \cdot 23) = 15,8\%; \end{aligned}$$

потеря напряжения от РЩ до лампы III составит

$$\begin{aligned} \Delta U_{III} &= \frac{200[P_3 l_1 + P_2(l_1 + l_3) + P_2(l_1 + l_3 + l_5) + P_2(l_1 + l_3 + 2l_5)]}{\gamma S U^2} = \\ &= \frac{200}{1,5 \cdot 24^2 \cdot 48} (80 \cdot 10 + 40 \cdot 18 + 40 \cdot 21 + 40 \cdot 23) = 16,5\%. \end{aligned}$$

Полученные потери напряжения превышают допустимую норму 10%. Поэтому необходимо увеличить сечение кабеля сети освещения до 2,5 мм<sup>2</sup>. В этом случае потери напряжения будут равны

$$\Delta U'_I = \frac{\Delta U_I S}{S} = \frac{13 \cdot 1,5}{2,5} = 7,8\%;$$

$$\Delta U'_{II} = \frac{\Delta U_{II} S}{S} = \frac{15,8 \cdot 1,5}{2,5} = 9,4\%;$$

$$\Delta U'_{III} = \frac{\Delta U_{III} S}{S} = \frac{16,5 \cdot 1,5}{2,5} = 9,9\%,$$

что допустимо.

#### 5.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ НА УЧАСТКЕ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

При определении потери напряжения в сетях переменного тока необходимо учитывать потерю напряжения на активном и реактивном сопротивлениях.

Предположим, что имеется участок сети однофазного переменного тока с нагрузкой на конце, как показано на рис. 5.11, а. Построим векторную диаграмму сети (рис. 5.11, б). Отложим в некотором масштабе вектор напряжения в конце линии  $U_2$ . Вектор тока  $I$  будет отставать от вектора напряжения  $U_2$  на угол  $\varphi$ , который зависит от коэффициента мощности потребителя. К концу вектора  $U_2$  приложим вектор активного падения напряжения  $2Ir$  (сопротивление прямого и обратного проводов), направление которого должно совпадать с вектором  $I$ . К вектору активного падения напряжения приложим вектор реактивного падения напряжения  $2Ix$ , который всегда направлен перпендикулярно к вектору тока и в сторону его опережения. Соединив конец вектора реактивного падения напряжения с центром вращения векторной диаграммы  $O$ , получим вектор напряжения в начале линии  $U_1$ .

Потеря напряжения, т. е. арифметическая разность векторов  $U_1$  и  $U_2$  с незначительной погрешностью выражается отрезком  $a_2$ , являющимся проекцией вектора  $2IZ$  на направление вектора  $U_2$ :

$$a_2 = ab + b\epsilon + \epsilon z = \Delta U_{\varphi}.$$

В порядке уточнения целесообразно остановиться на определении понятий потери напряжения и падения напряжения.

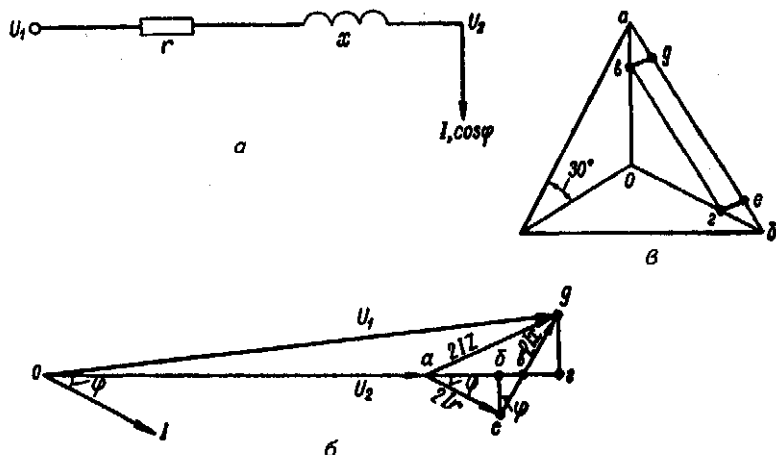


Рис. 5.11. Расчетная схема и векторные диаграммы для определения потери напряжения на участке сети переменного тока.

Потеря напряжения на участке сети является арифметической разностью величин напряжения в начале и конце участка (соответствующих показаниям вольтметров, включенных в этих точках участка сети).

Падение напряжения на участке электрической сети представляет собой произведение тока, протекающего по этому участку, на полное сопротивление последнего. Следовательно, при постоянном токе падение напряжения равно  $IR$ , а при переменном токе  $IZ$ . При постоянном токе падение напряжения  $IR$  равно потере напряжения. При переменном токе падение напряжения  $IZ$  представляет собой геометрическую разность векторов напряжения в начале и конце участка сети и не равно потере напряжения (отрезок  $ag$  на рис. 5.11, б).

Из прямоугольного треугольника  $abe$  следует, что

$$ab = 2Ir \cos \varphi.$$

Из прямоугольного треугольника  $bce$  следует, что

$$be = ce \sin \varphi.$$

Из прямоугольного треугольника  $ecd$  следует, что

$$ce = ed \sin \varphi.$$

Следовательно,

$$\Delta U_{\phi} = 2Ir \cos \varphi + (ce + ed) \sin \varphi.$$

Но так как

$$(ce + ed) = 2Ix,$$

то

$$\begin{aligned} \Delta U_{\phi} &= 2Ir \cos \varphi + 2Ix \sin \varphi, \\ \Delta U_{\phi} &= 2I(r \cos \varphi + x \sin \varphi) \end{aligned} \quad (5.6)$$

или в %

$$\Delta U_{\phi} = 2I \cdot 100 / U (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \%. \quad (5.7)$$

Обозначив (рис. 5.10, в) потерю напряжения в проводе одной фазы через  $av$ , в проводе другой фазы через  $be$  и считая эти величины равными между собой, получаем линейную потерю напряжения

$$\Delta U_{\text{л}} = ab - ce = ad + be = 2ad.$$

Так как

$$ad = av \cdot \cos 30^\circ = av \sqrt{3}/2,$$

то

$$\Delta U_{\text{л}} = 2av \sqrt{3}/2 = \Delta U_{\phi} \sqrt{3}/2.$$

Следовательно, определив потерю напряжения по формуле (5.7), которую можно рассматривать как потерю фазового напряжения в

двух проводах, и умножив ее на  $\sqrt{3}/2$ , получим значение линейной потери напряжения в трехфазной сети

$$\Delta U_{\phi} = \frac{\sqrt{3}I \cdot 100}{U} (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \% . \quad (5.8)$$

Полагая

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi},$$

получим

$$\Delta U_{\phi} = \frac{P \cdot 100}{U^2} (r + x \operatorname{tg} \varphi) \% , \quad (5.9)$$

где  $P$  — мощность, передаваемая по данному участку сети, Вт;  $U$  — номинальное напряжение сети, В;  $r, x$  — активное и реактивное сопротивления участка сети, Ом;  $\operatorname{tg} \varphi = \sin \varphi / \cos \varphi$  (определяется по  $\cos \varphi$  нагрузки).

Формулы (5.7) — (5.9) являются основными для определения потери напряжения в сетях переменного тока. Однако при частоте тока 50 Гц в большинстве случаев реактивным сопротивлением кабелей можно пренебречь, так как оно намного меньше активного сопротивления. Полагая в формуле (5.6)  $x = 0$ , получаем

$$\Delta U_{\phi} = 2Ir \cos \varphi, \quad (5.10)$$

где  $I$  — полный ток;  $I \cos \varphi = I_a$  — активная составляющая тока.

Поэтому формулу (5.10) можно представить в виде

$$\Delta U_{\phi} = 2I_a r = \frac{2I_a I}{\gamma S}$$

или в %

$$\Delta U_{\phi} = \frac{2I_a I \cdot 100}{\gamma S U} \% . \quad (5.11)$$

Если активную нагрузку выразить через мощность  $I_a = P/U$ , то формула (5.11) примет вид

$$\Delta U_{\phi} = \frac{2Pl \cdot 100}{\gamma S U^2} \% . \quad (5.12)$$

Формулы (5.11) и (5.12) по существу не отличаются от формул (5.1) и (5.2), поэтому можно заключить, что потерю напряжения в силовых сетях однофазного переменного тока без учета реактивного сопротивления определяют так же, как и в силовых сетях постоянного тока (пользуясь при этом значениями активного тока или активной мощности нагрузки). Потерю напряжения в сетях освещения однофазного переменного тока определяют по формулам (5.1) и (5.2).

Для трехфазной сети формула (5.10) будет иметь вид

$$\Delta U_{\text{л}} = 2Ir \cos \varphi \frac{\sqrt{3}}{2} = \sqrt{3}Ir \cos \varphi = \frac{\sqrt{3}I_{\text{а}} l}{\gamma S}$$

или в %

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3}I_{\text{а}} l \cdot 100}{\gamma S U} \quad (5.13)$$

Если активную нагрузку потребителя выразить через мощность, то

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{Pl \cdot 100}{\gamma S U^2} \quad (5.14)$$

**Пример 2.** Выполнить расчет трехфазной сети переменного тока по исходным данным примера 2 и рис. 5.12, полагая коэффициенты мощности генератора и двигателя равными 0,8.

1. Определим расчетные (полные) токи:

$$I_1 = \frac{100 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 314 \text{ A};$$

$$I_2 = 3 \frac{3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8 \cdot 0,85} 0,66 = 23 \text{ A};$$

$$I_3 = \frac{3 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8 \cdot 0,85} = 11,5 \text{ A}.$$

2. В соответствии с расчетными токами выбираем необходимые сечения кабелей.

Между генератором и ГРЩ прокладывается трехжильный кабель сечением 185 мм<sup>2</sup>. Между ГРЩ и РЩ можно проложить трехжильный кабель сечением 2,5 мм<sup>2</sup>, а между РЩ и каждым двигателем — кабель сечением 1,0 мм<sup>2</sup>.

3. Определим величину потери напряжения от ГРЩ до двигателей: участок ГРЩ — РЩ

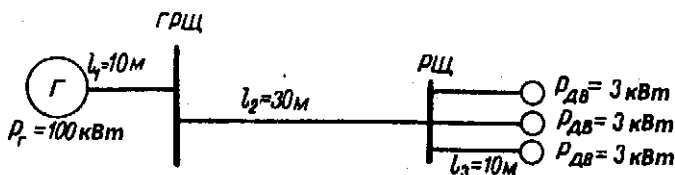


Рис. 5.12. Схема силовой сети к примеру 2.

$$I_{a2} = 23 \cdot 0,8 = 18,4 \text{ A};$$

$$\Delta U_1 = \frac{\sqrt{3} \cdot 18,4 \cdot 30 \cdot 100}{48 \cdot 2,5 \cdot 220} = 3,62\%;$$

участок РЩ — двигатель

$$I_{a3} = 11,5 \cdot 0,8 = 9,2 \text{ A};$$

$$\Delta U_2 = \frac{\sqrt{3} \cdot 9,2 \cdot 10 \cdot 100}{48 \cdot 1 \cdot 220} = 1,5\%;$$

общая потеря напряжения

$$\Delta U_{\Sigma} = 3,63 + 1,5 = 5,12\%,$$

что допустимо.

На основании примеров 1 и 3 можно отметить, что при всех прочих равных исходных данных сечения кабелей на переменном токе несколько меньше, чем на постоянном (вместо 4 мм<sup>2</sup> достаточно 2,5 мм<sup>2</sup>, вместо 1,5 мм<sup>2</sup> достаточно 1,0 мм<sup>2</sup>). Однако на постоянном токе кабели двухжильные, а на переменном трехжильные. В весовом отношении они примерно одинаковы.

Для упрощения задачи в этом примере приняты равными коэффициенты мощности всех трех электродвигателей, питающихся от РЩ. Это в большинстве случаев справедливо, так как от РЩ питаются, как правило, однотипные потребители. Однако может случиться, что коэффициенты мощности потребителей, питающихся от какого-либо РЩ, будут различными. В этом случае ток в кабеле между ГРЩ и РЩ следует определять как геометрическую сумму токов отдельных потребителей, которую можно получить раздельным арифметическим сложением их активных и реактивных токов. Затем находят полный ток и выбирают сечение кабеля между ГРЩ и РЩ.

Пусть, например, от РЩ питаются два электродвигателя при напряжении 220 В:

$$P_1 = 10 \text{ кВт}; \cos \varphi = 0,6; \eta = 0,85; P_2 = 15 \text{ кВт}; \cos \varphi = 0,6; \eta = 0,85,$$

а также освещение (от всех трех фаз):

$$P_3 = 10 \text{ кВт}; \cos \varphi = 1,0.$$

Тогда токи первого электродвигателя будут равны:  
полный

$$I_1 = \frac{100 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,6 \cdot 0,85} = 51,5 \text{ A};$$

активный

$$I_{a1} = 51,5 \cdot 0,6 = 31 \text{ A};$$

реактивный

$$I_{p1} = \sqrt{51,5^2 \cdot 31^2} = 41 \text{ A};$$

Токи второго двигателя:

полный

$$I_2 = \frac{15 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,6 \cdot 0,85} = 77 \text{ A};$$

активный

$$I_{a2} = 77 \cdot 0,6 = 46 \text{ A};$$

реактивный

$$I_{p2} = \sqrt{77^2 \cdot 46^2} = 61 \text{ A}.$$

Ток освещения (активный)

$$I_3 = \frac{10 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 26,2 \text{ A}.$$

Принимая коэффициенты одновременности и загрузки равными единице, определяем токи, протекающие по кабелю между ГРЩ и РЩ:

активный

$$I_a = K_0 (K_1 I_{a1} + K_2 I_{a2} + K_3 I_{a3}) = 31 + 46,5 + 26,2 = 103,7 \text{ A};$$

реактивный

$$I_p = K_0 (K_1 I_{p1} + K_2 I_{p2} + K_3 I_{p3}) = 41 + 61 + 0 = 102 \text{ A};$$

полный

$$I = \sqrt{103,7^2 + 102^2} = 143 \text{ A}.$$

Арифметическая сумма полных токов всех трех потребителей равна

$$I_{p2} = 51,5 + 77 + 26,2 = 154,7 \text{ A};$$

т. е. она больше геометрической суммы полных токов примерно на 8%.

## 5.5. ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА СЕЧЕНИЯ КАБЕЛЕЙ ПРИ ПУЧКОВЫХ ТРАССАХ

Судовые кабельные трассы представляют собой, как правило, пучки кабелей. При расположении кабелей в пучках по сравнению с одиноч-



ной прокладкой каждого кабеля (на некотором расстоянии друг от друга) происходит значительное ухудшение условий их охлаждения, так как уменьшается величина поверхности кабелей, непосредственно соприкасающейся с окружающей атмосферой. Наряду с этим при пучковой прокладке происходит как бы взаимный подогрев кабелей. По этим причинам температура нагревания кабелей, проложенных в пучках, как правило, выше по сравнению с температурой при одиночной прокладке.

Во избежание перегрева кабелей сверх допустимой температуры нормы нагрузки кабелей в пучках должны быть ниже норм для одиночных кабелей. Вследствие этого вес кабельной сети при пучковой прокладке может быть значительно больше, чем при одиночной. Изложенные обстоятельства требуют выполнения детальных тепловых расчетов кабелей, проложенных пучками.

Выбор сечений кабелей для пучковой прокладки обычно проводят в два этапа.

На первом этапе, когда еще неизвестны размеры пучков, делают предварительный выбор сечений кабелей по рабочим токам с учетом некоторых коэффициентов.

На втором этапе, когда уже проведена разбивка кабелей по пучкам, осуществляют проверку нагревания кабелей в пучках, окончательную их компоновку и уточнение сечения кабелей.

Для предварительного выбора сечений кабелей используют нормы нагрузок кабелей при одиночной прокладке.

При этом расчетный ток для выбора сечения кабеля, предназначенного для пучковой прокладки, определяют по формуле

$$I_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{раб}}}{K_1 K_2}, \quad (5.15)$$

где  $I_{\text{раб}}$  — действительный рабочий ток, протекающий по кабелю, А;  $K_1$  — коэффициент, учитывающий уменьшение допустимой нагрузки кабеля, расположенного в пучке;  $K_2$  — коэффициент, учитывающий число часов работы кабеля в сутки.

В большинстве случаев кабельные пучки являются смешанными, т. е. имеют нагруженные и мало или совсем ненагруженные кабели (например, телефонные кабели, кабели звонковой связи и т. п.).

Естественно, что мало нагруженные кабели должны располагаться внутри пучков, а нормально нагруженные — ближе к периферии. Для трехрядных пучков (3 ряда кабелей и более) можно принимать  $K_1 = 0,6$ ; для двухрядных  $K_2 = 0,8$ ; для однорядных  $K_1 = 0,9$ .

При прокладке кабелей в трубах или желобах длиной более 2 м коэффициент  $K_1$  должен быть уменьшен умножением его соответственно на 0,8 или на 0,85.

Очевидно, что кабели смешанных пучков работают в различных режимах, а именно: одна часть из них нагружена длительно (длительно-прерывисто), другая кратковременно или повторно-кратковременно. Это оказывает существенное влияние на степень нагревания кабелей в пучках, так как выравнивание температур нагревания различных кабелей в пучках происходит относительно медленно (постоянная времени нагревания пучка составляет несколько часов).

Данное обстоятельство учитывается коэффициентом, величину которого определяют по формуле

$$K_2 = \sqrt{\frac{24}{t_3}}, \quad (5.16)$$

где  $t_3$  — суммарное время работы кабеля под нагрузкой в часах за сутки.

Произведение  $K_1 K_2$  должно быть меньше единицы или равно ей в пределе (если оно получается больше единицы, то его принимают равным единице). При  $K_1 K_2$  равном единице токи для выбора сечения кабеля при одиночной и пучковой прокладке принимают одинаковыми, исходя из формулы (5.15).

Предположим, что имеется пучок кабелей, проложенных в трубах. Тогда  $K_1 = 0,6 \cdot 0,8 = 0,48$ .

Величину  $K_2$  находим из равенства  $K_1 K_2 = 1$ :

$$K_2 = \frac{1}{K_1} = \frac{1}{0,48} = 2,08.$$

Полученное значение  $K_2$  будет соответствовать следующему времени работы на основании формулы (5.16):

$$t_3 = \frac{24}{K_2^2} = \frac{24}{2,08^2} = 6 \text{ ч.}$$

Следовательно, при общем времени работы кабеля в сутки менее 6 ч во всех случаях сечение кабеля можно выбирать по нормам одиночно проложенного кабеля. С учетом запаса это время принимается равным 7 ч.

Проверка нагревания кабелей в пучках на втором этапе расчета обычно проводится для наиболее нагруженных пучков, состоящих не менее чем из 12 силовых кабелей. При этом она сводится к определению суммарной мощности потерь всех кабелей, входящих в пучок, и правильности выбранных размеров пучка.

При тепловом расчете пучок кабелей можно рассматривать как многожильный кабель.

Температура нагревания любого кабеля (жилы), входящего в пучок, не будет превышать 65 °С (при окружающей температуре 40 °С),

если фактические суммарные потери мощности всех кабелей будут меньше или равны предельно допустимой потере мощности пучка на 1 м длины.

Величина предельно допустимой потери мощности на 1 м длины пучка при числе загруженных кабелей в пучке, составляющем более 50%, определяется по формуле

$$\Delta P_{\text{пл}} = \frac{(b_1 + b_2)100}{15 + 0,6(b_1 + b_2)} \text{ Вт/м}, \quad (5.17)$$

где  $b_1$  и  $b_2$  — соответственно основание и высота прямоугольника, описанного вокруг поперечного сечения пучка, см.

При числе загруженных кабелей в пучке, составляющем менее 50%, величина предельно допустимой потери мощности, определенная по формуле (5.17), пересчитывается с учетом коэффициента  $K_3$ , равного

$$K_3 = K_n (1 + 2,5 \lg \frac{1}{K_n}), \quad (5.18)$$

где  $K_n$  — отношение числа загруженных (использованных) кабелей к общему числу кабелей в пучке.

Если пучок кабелей проложен в трубе или желобе длиной более 2 м, допустимая потеря мощности также снижается соответственно на 0,8<sup>2</sup> = 0,64 или 0,85<sup>2</sup> = 0,72.

Фактическую потерю мощности пучка кабелей определяют по формуле

$$\Delta P_{\Phi} = \sum n I^2 R \cdot 10^{-3} \text{ Вт/м}, \quad (5.19)$$

где  $\sum$  — сумма потерь мощности всех кабелей, входящих в пучок;  $n$  — число жил кабеля;  $I$  — длительный рабочий ток нагрузки кабеля, А;  $R$  — активное сопротивление одного километра жилы кабеля при 65 °С, Ом/км.

При этом расчет мощности потерь кабелей, работающих в любом режиме, проводят по эквивалентному току длительной нагрузки:

для кабелей повторно-кратковременного режима

$$I = \sqrt{\frac{t_1}{t_1 + t_2}} I_{\text{раб}},$$

где  $t_1$  — время работы кабеля под нагрузкой;  $t_2$  — время отключения кабеля;  $I_{\text{раб}}$  — рабочий ток кабеля, А;

для кабелей, работающих в прерывистом режиме с меняющимися интервалами в течение 1 сут

$$I = I_{\text{раб}} \sqrt{\frac{t_2}{24}},$$

где  $t_3 = t_1$  — время (количество часов) работы кабеля под нагрузкой в течение 1 сут;  $24 = t_1 + t_3$  (если считать, что время работы кабеля равно 1 сут, т. е. 24 ч);

для кабелей кратковременного режима

$$I = I_{\text{раб}} K_4,$$

где  $K_4$  — коэффициент, определяемый по кривой в зависимости от отношения  $t_1/T$ .

Постоянная времени нагревания пучка кабелей  $T$  может быть определена по формуле

$$T = 15 \frac{b_1 b_2}{b_1 + b_2} + 0,07 b_1 b_2 \text{ мин.}$$

Как было отмечено ранее, кабельный пучок считается приемлемым, если  $\Delta P_{\text{ф}} \leq \Delta P_{\text{п.д.}}$ . Пучок будет перегретым, если  $\Delta P_{\text{ф}} > \Delta P_{\text{п.д.}}$ .

Тогда необходимо принять меры к уменьшению нагрева кабелей, например, разделив пучок на несколько меньших пучков или уменьшив размеры пучка, отделив от него часть кабелей в другие пучки. В отдельных случаях можно пойти на увеличение сечения кабелей. Существенное снижение нагрева кабелей в пучках достигается разделением их вертикальными или горизонтальными каналами. При ширине вертикальных каналов более 25 мм и высоте горизонтальных каналов более 150 мм полученные пучки могут рассматриваться как самостоятельные и не оказывающие заметного влияния друг на друга.

**Пример 3.** Выполнить предварительный выбор сечения кабелей на основании данных табл. 5.1.

Для кабеля № 1

$$K_1 K_2 = 0,6 \sqrt{\frac{24}{18}} = 0,69;$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{140}{0,69} = 231 \text{ А.}$$

### 5.1. Исходные данные к примеру 3

№	Марка кабеля	Число жил кабеля	Рабочий ток, А	Время работы, сут, ч	Условия прокладки
1	КНР	Одножильный	160	18	В пучке
2	КНР	Трехжильный	140	16	В 2 ряда
3	КНР	Двухжильный	30	10	В трубах и в 1 ряд
4	КНР	Трехжильный	220	14	В пучке и желобе

На основании полученного тока выбираем кабель  $1 \times 70 \text{ мм}^2$ , длительно допускающий нагрузку 250 А.

Для кабеля № 2

$$K_1 K_2 = 0,8 \sqrt{\frac{24}{16}} = 0,98;$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{140}{0,98} = 148 \text{ А.}$$

По току выбираем кабель  $3 \times 50 \text{ мм}^2$ .

Для кабеля № 3

$$K_1 K_2 = 0,8 \cdot 0,9 \sqrt{\frac{24}{10}} = 1,12 \text{ (принимаем равным единице);}$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{30}{1,30} = 231 \text{ А.}$$

По току выбираем кабель  $2 \times 4 \text{ мм}^2$ .

Для кабеля № 4

$$K_1 K_2 = 0,6 \cdot 0,85 \sqrt{\frac{24}{14}} = 0,665;$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{220}{0,665} = 330 \text{ А.}$$

По току выбираем кабель  $3 \times 240 \text{ мм}^2$ .

**Пример 4.** Проверить правильность скомплектованного пучка и выбранных сечений кабелей.

Пучок состоит из кабелей марки КНР согласно табл. 5.2.

Проводим комплектование этих кабелей в пучок (рис. 5.13), при этом получаем  $b_1 = 20 \text{ см}$ ,  $b_2 = 11 \text{ см}$ .

Определим коэффициент использования, т. е. процент включенных кабелей в пучке

$$K_{\text{к}} = \frac{8 \cdot 100}{14} = 57\%.$$

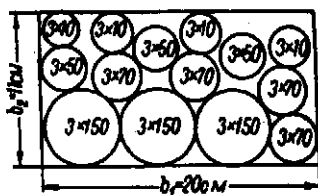


Рис. 5.13. Эскиз пучка кабелей.

Величина предельно допустимой потери мощности для данного пучка равна

$$\Delta P_{\text{п.д}} = \frac{(20 + 11)100}{15 + 0,6(20 + 11)} = 92,5 \text{ Вт/м.}$$

Найдем фактические потери мощности в отдельных кабелях пучка:

## 5.2. Исходные данные к примеру 4

№ кабеля	Число жил и сечение (мм <sup>2</sup> )	Рабочий ток, А	Режим работы кабелей
1	3 × 70	120	Длительно-прерывистый $t_3 = 20$ ч
2	3 × 70	120	То же, $t_3 = 12$ ч
3	3 × 70	120	» $t_3 = 6$ ч
4	3 × 70	120	» $t_3 = 6$ ч
5	3 × 70	—	Не работает
6	3 × 70	—	»
7	3 × 70	—	»
8	3 × 70	—	»
9	3 × 50	—	»
10	3 × 150	160	Длительный
11	3 × 150	—	Не работает
12	3 × 150	160	Длительный
13	3 × 50	180	Кратковременный $t = 60$ мин
14	3 × 50	180	То же, $t = 60$ мин

в кабеле № 1

$$I_1 = 120 \sqrt{\frac{10}{24}} = 77,5 \text{ А};$$

$$\Delta P_1 = 3 \cdot 77,5^2 \cdot 0,31 \cdot 10^{-3} = 5,55 \text{ Вт/м};$$

в кабеле № 2

$$I_2 = 120 \sqrt{\frac{12}{24}} = 85 \text{ А};$$

$$\Delta P_2 = 3 \cdot 85^2 \cdot 0,31 \cdot 10^{-3} = 6,75 \text{ Вт/м};$$

кабелях № 3 и 4

$$I_3 = 100 \sqrt{\frac{6}{24}} = 55 \text{ А};$$

$$\Delta P_3 = 3 \cdot 55^2 \cdot 2,16 \cdot 10^{-3} = 19,7 \text{ Вт/м};$$

в кабелях № 10 и 12

$$\Delta P_4 = 3 \cdot 160^2 \cdot 0,14 \cdot 10^{-3} = 10,8 \text{ Вт/м};$$

в кабелях № 13 и 14

$$T = 15 \frac{20 \cdot 11}{20 + 11} + 0,07 \cdot 20 \cdot 11 = 122 \text{ мин};$$

$$\frac{t_1}{T} = \frac{60}{120} = 0,49;$$

$$K_4 = 0,45;$$

$$I_4 = 180 \cdot 0,45 = 81 \text{ A};$$

$$\Delta P_4 = 3 \cdot 81^2 \cdot 0,43 \cdot 10^{-3} = 8,45 \text{ Вт/м.}$$

Общие фактические потери мощности пучка

$$\Delta P_{\Phi} = 5,55 + 6,75 + 2 \cdot 19,7 + 2 \cdot 10,8 + 2 \cdot 8,45 = 90,2 \text{ Вт/м.}$$

Пучок и принятые сечения кабелей являются допустимыми, так как

$$\Delta P_{\Phi} = 92,5 > \Delta P_{\text{п.д}} = 90,2 \text{ Вт/м.}$$

### **6.1. ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРОВ В СЭЭС**

В СЭЭС предусматривают как автономную, так и параллельную работу генераторов (ГА).

При автономной работе генераторы работают на отдельные, не связанные между собой секции шин ГРЩ, от каждой из которых получает питание отдельная группа потребителей электроэнергии.

При параллельной работе ГА подключают к общим шинам ГРЩ, от которых получают питание потребители электроэнергии.

При изменении суммарной нагрузки на шинах ГРЩ изменяют количество параллельно работающих генераторов с тем, чтобы нагрузка каждого генератора составляла 60–90% номинальной.

Различают длительную и кратковременную параллельную работу генераторов. Последнюю предусматривают на время перевода нагрузки с одного генератора на другой.

Режим параллельной работы ГА обладает следующими достоинствами:

- обеспечивается работа каждого ГА при наивысших значениях КПД;
- не допускается работа ДГ при нагрузках менее 30% номинальной для предотвращения чрезмерного изнашивания деталей и повышения удельного расхода топлива;
- обеспечивается большая надежность СЭЭС, так как при дроблении установленной мощности между несколькими ГА уменьшается вероятность отказа всей системы электроснабжения в целом;
- возможен перевод нагрузки с одного генератора на другой без перерыва питания потребителей;
- снижаются колебания напряжения и частоты судовой сети при изменении нагрузки потребителей электроэнергии;



- обеспечивается возможность ремонта или профилактики части ГА с сохранением электроснабжения судна исправными агрегатами.

К основным недостаткам параллельной работы генераторных агрегатов относят:

- увеличение токов к.з. в СЭЭС и соответствующее повышение требований к разрывной способности коммутационной и защитной аппаратуры, установленной на ГРЩ;
- необходимость решения задач, связанных с обеспечением соответствующего распределения нагрузки между генераторами и устойчивости их работы.

## 6.2. ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ

Для включения синхронных генераторов на параллельную работу необходимо выполнение следующих условий:

- 1) формы кривых мгновенных напряжений генераторов ( $U_1$  и  $U_2$ ) должны быть одинаковыми;
- 2) действующие значения напряжений должны быть равны:  $U_1 = U_2$ ;
- 3) напряжения должны совпадать по фазе;
- 4) частоты должны быть одинаковыми;
- 5) порядок чередования фаз у генераторов должен быть один и тот же.

Выполнение первого условия обеспечивается конструкцией генераторов, последнее условие выполняется при монтаже, а остальные — в зависимости от того, как осуществляются операции, связанные с включением генераторов на параллельную работу. Выполнение этих операций контролируют с помощью вольтметров, синхроскопов и частотомеров.

Невыполнение второго условия приводит к появлению уравнительного тока, который может быть опасен в момент подключения генератора с точки зрения механических усилий, создаваемых в нем при резком повышении тока. При невыполнении третьего и четвертого условий возникают напряжения биения.

Следовательно, несоблюдение одного из нескольких условий включения генераторов на параллельную работу приводит к возникновению переходных процессов, которые сопровождаются бросками уравнительного тока между генераторами и механического момента на

приводных двигателях. Эти явления обычно сопровождаются значительными изменениями напряжения в судовой сети. Все это может привести к тому, что не только включаемый генератор не войдет в синхронизм, но и могут выпасть из синхронизма и другие параллельно работающие генераторы. Вот почему включение генератора на параллельную работу с другими, уже работающими, представляет собой весьма ответственную задачу, которая должна выполняться при строгом соблюдении всех условий, гарантирующих параллельную работу генераторов судовой электростанции.

Процесс включения генераторов переменного тока на параллельную работу при выполнении указанных выше условий называют синхронизацией. При синхронизации необходимо обеспечить выполнение следующих требований:

- ток  $I_6$  в первый момент включения должен быть возможно меньшим;
- после включения генераторы должны оставаться в синхронизме;
- процесс синхронизации не должен вызывать отклонения параметров режима судовой сети выше допустимых.

Синхронные генераторы могут быть включены на параллельную работу способами точной синхронизации, грубой синхронизации и самосинхронизации. Эти способы включения осуществляются вручную, полуавтоматически и автоматически.

**Точная синхронизация.** При точной синхронизации напряжение подключаемого СГ должно несколько превышать напряжение на шинах, а его частота должна быть близкой к номинальной. Для этого на ГРЩ имеются посты управления серводвигателями, воздействующими на регуляторы частоты вращения приводных двигателей. Помощью серводвигателя повышают или понижают частоту вращения подключаемого СГ до нужного значения. Затем, пользуясь синхроскопом, улавливают момент близкого совпадения по фазе напряжения на шинах и напряжения подключаемого СГ и с помощью АВ включают генератор на параллельную работу.

После подключения СГ его постепенно нагружают путем соответствующего увеличения подачи топлива (пара) в его приводные двигатели. Последнее осуществляют воздействием на серводвигатели регуляторов частоты вращения: у подключенного генератора — в сторону увеличения частоты вращения, у работающего — в сторону снижения ее в таких пределах, чтобы частота сети оставалась неизменной.

Распределение активной нагрузки между генераторами контролируют по ваттметрам, включенным в цепь каждого генератора, а контроль за частотой сети осуществляют с помощью частотомеров.

Таким образом, включению генератора на параллельную работу способом точной синхронизации должны предшествовать измерение и сравнение следующих величин работающего и подключаемого генераторов: напряжения; частоты; угла сдвига  $\delta$  между векторами напряжения.

**Грубая синхронизация.** Этот вид синхронизации отличается от точной синхронизации тем, что генератор подключают на шины ГРЩ не прямо, а через индуктивное сопротивление  $x_p$  (реактор), включенное в каждую фазу, которое после втягивания машины в синхронизм шунтируется специальным контактором. Введение сопротивления  $x_p$  между генераторами ограничивает уравнительные токи даже при значительных сдвигах напряжений генераторов по фазе, и потому не требуется особой точности при выборе момента включения АВ подключаемого генератора.

Правильный расчет и выбор реактора, а также установление допустимых пределов разности частот синхронизируемых генераторов обеспечивают втягивание в синхронизм генераторов в течение 1,5–3,0 с. Максимальные броски токов и провалы напряжения при этом не превышают допустимых значений. Реакторы рассчитывают на кратковременную работу.

При расчете реактора исходят из условий:  $i_p \leq 2,5 I_n$ ;  $\Delta u = 0,2 U_n$ .

Индуктивное сопротивление реактора

$$x_p = \frac{p \cdot 2 \sqrt{2} E'_d}{i_{yd}} - (x'_{d1} + x'_{d2}),$$

где  $x'_{d1}$ ,  $x'_{d2}$  — переходные реактивные сопротивления по продольной оси синхронизируемых генераторов;  $E'_d$  — переходная э.д.с. синхронизируемого генератора;  $i_{yd}$  — максимальный ударный ток;  $p$  — ударный коэффициент.

Индуктивное сопротивление (Ом) реактора без ферромагнитного сердечника

$$x_p = \omega L = 10,5 \omega w^2 D(D/B)^\kappa \cdot 10^{-9},$$

где  $\omega = 2\pi f$  — угловая скорость, рад/с;  $w$  — число витков реактора;  $D$  — средний диаметр реактора, см;  $B = 2(b + h)$  — периметр сечения обмотки, см;  $\kappa$  — коэффициент.

Наименьший расход меди при заданном  $x_p$  обеспечивается при  $h/D = b/D = 0,34$ ;  $\kappa = 0,5$  и  $f = 50$  Гц:

$$w^2 D \sqrt{D/B} = 3,03 x_p \cdot 10^5 \text{ или}$$

$$w^2 D = 3,53 x_p \cdot 10^5. \quad (6.1)$$

Из выражения (6.1) можно предварительно найти диаметр и число витков реактора.

**Самосинхронизация.** При этом виде синхронизации частоту вращения подключаемого генератора доводят до значения, близкого к номинальному, и без возбуждения подсоединяют к шинам работающего генератора, а затем подают возбуждение, и генератор втягивается в синхронизм. Втягивание в синхронизм происходит под воздействием асинхронного, синхронного и реактивного моментов, возникающих на валу генератора.

Асинхронный момент обусловлен взаимодействием вращающегося магнитного поля статора с полем ротора, возникающим от наведенных токов в тали и успокоительной обмотке ротора. Реактивный момент образуется в результате воздействия на ротор вращающегося поля статора.

Так как э. д. с. подключаемого генератора равна нулю, то максимальное значение уравнительного тока в момент замыкания контактов АВ будет вдвое меньше возможного максимального тока при синхронизации возбужденных генераторов. Однако уравнительный ток все же значителен и может вызвать большие кратковременные провалы напряжения в сети. Бросок тока при подключении генератора зависит от соотношения мощностей работающего и подключаемого генераторов.

При включении СГ параллельно работающему генератору, имеющему такую же мощность, ток может достигнуть почти половины тока к.з. одной машины. Провал напряжения при этом может составить около половины номинального значения напряжения генераторов.

Самосинхронизация не может быть применена, когда оба генератора работают с нагрузкой; включение их на параллельную работу осуществляют с целью перевода всей нагрузки на один генератор или для создания в системе вращающегося резерва мощности.

Способ самосинхронизации генераторов осуществляется крайне просто, поскольку для подключения не нужно соблюдать момент совпадения фаз э. д. с. подключаемого и работающего генераторов. Однако из-за возможных больших провалов напряжения этот способ синхронизации в СЭЭС применения не находит и может использоваться лишь в отдельных электрических установках, например в гребной электрической установке.

### **6.3. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ТОЧНАЯ СИНХРОНИЗАЦИЯ ГЕНЕРАТОРОВ**

Включение СГ на параллельную работу способом точной синхронизации требует от обслуживающего персонала соответствующих зна-

ний и навыков. При неправильном включении генератора судно может полностью или частично остаться без электроснабжения. При этом могут лишиться питания и механизмы, от которых зависят безопасность плавания и живучесть судна.

В настоящее время разработаны устройства автоматической точной синхронизации генераторов, которые позволяют осуществлять включение СГ на параллельную работу практически без бросков тока и провалов напряжения в судовой сети и обеспечивать соблюдение необходимых для этого условий:

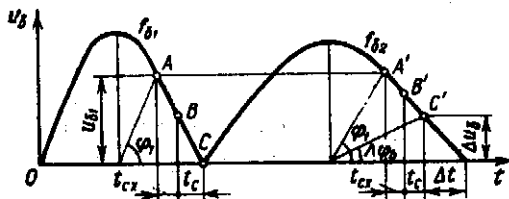
- разность частот  $\Delta f = f_1 - f_2$  не превышает допустимого значения  $\Delta f_j$ ;
- разность амплитуд сравниваемых напряжений  $\Delta U = U_1 - U_2$  не превышает допустимого значения  $\Delta U_j$ ;
- угол сдвига фаз между сравниваемыми напряжениями в момент замыкания контактов выключателя близок к нулю.

Таким образом, на автоматические синхронизаторы возлагаются функции контроля за указанными величинами, необходимого их изменения (подгонки) и подключения генератора к шинам ГРЩ.

Известны два принципа действия синхронизаторов: с постоянным углом опережения; с постоянным временем опережения.

Синхронизаторы, действующие по первому принципу, срабатывают при одном и том же значении угла опережения по отношению к моменту времени, когда напряжение биения равно нулю независимо от значения  $\Delta f$ . Для этого чувствительный элемент синхронизатора настраивают на определенное значение напряжения биения  $u_{61}$  при частоте  $f_{61}$  (рис. 6.1). При подаче такого сигнала на вход системы по истечении времени  $f_{\text{сх}}$  (собственное время синхронизатора) происходит воздействие на привод  $AB$ , подключающий генератор к шинам. Замыкание контактов  $AB$  произойдет через промежуток времени  $t_c$ , определяемый временем его срабатывания.

Для данной частоты  $f_{61}$  напряжения биения импульс на срабатывание будет дан в точке  $A$ , т. е. с учетом времени  $t_{cx} + t_c$ . Контакты  $AB$  замк-



**Рис. 6.1.** К пояснению принципа постоянства угла опережения формирования сигнала на включение АВГ.

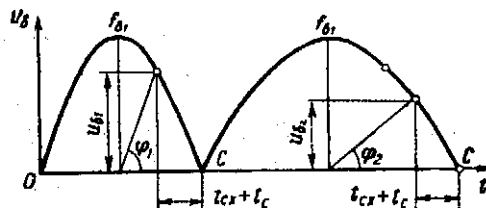


Рис. 6.2. К пояснению принципа постоянства времени опережения формирования сигнала на включение АВГ.

нутся в точке  $C$ , где  $u_{\delta 1} = 0$ . Из рис. 6.1 видно, что напряжение  $u_{\delta 1}$  соответствует углу  $\varphi_1$ , называемому углом опережения. Если же частота биения  $f_{\delta 2}$  меньше  $f_{\delta 1}$ , то синхронизатор получит импульс в точке  $A'$ , определяемой, как и в первом случае, напряжением  $u_{\delta 1}$ , соответствующим углу  $\varphi_1$ . По истечении времени  $t_{cx} + t_c$  контакты автоматического выключателя генератора (АВГ) замкнутся. Это приведет к подключению генератора к шинам при напряжении биения  $\Delta u_{\delta 1}$ , определяемом точкой  $C'$ , и к возникновению соответствующего уравнивающего тока.

Следовательно, принцип постоянства угла опережения не обеспечивает слежения за частотой напряжения биения, вследствие чего генератор к шинам при  $u_{\delta 1} = 0$  можно подключить только при одной, вполне определенной частоте напряжения биения.

Синхронизатор, действующий по принципу постоянства времени опережения, не имеет указанного выше недостатка, так как в его схему вводится элемент, реагирующий на изменение частоты скольжения и осуществляющий коррекцию, в результате которой время  $t_{cx} + t_c$  остается постоянным. Так, например, если синхронизатор срабатывает при частоте скольжения  $f_{\delta 1}$ , напряжении  $u_{\delta 1}$  и угле  $\varphi_1$  (рис. 6.2), то при частоте скольжения  $f_{\delta 2} < f_{\delta 1}$  он должен срабатывать при напряжении  $u_{\delta 2} < u_{\delta 1}$  и угле  $\varphi_2 < \varphi_1$ . В этом случае время опережения, равное  $t_{cx} + t_c$ , остается неизменным и подключение генератора к шинам произойдет при  $\Delta u_{\delta} = 0$  независимо от частоты скольжения.

Кроме деления по принципу действия существует также деление синхронизаторов по типу используемых в них элементов (магнитных усилителей, полупроводниковых элементов, интегральных схем).

Рассмотрим работу некоторых устройств автоматической точной синхронизации типа УСГ-35 с постоянным временем опережения.

Устройство УСГ-35 (рис. 6.3) с целью повышения надежности функционирования имеет два канала синхронизации: основной и резервный.

При значениях разности частот, равных или меньших 0,2 Гц, устройство выдает сигнал на включение АВ подключаемого генератора.

Настройку канала осуществляют на уставку разности частот

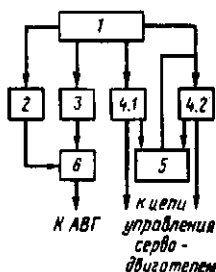


Рис. 6.3. Структурная схема УСГ-35.

основного канала. Время опережения резервного канала синхронизации при разности частот, равной уставке, должно равняться времени опережения основного канала.

Устройство работает при разности напряжений  $\Delta U = (8 \pm 2)\%$  от  $U_n$  и управляет подгонкой частоты в диапазоне разности частот  $(10 \pm 2)\%$  от  $f_n$ .

Для ускорения процесса синхронизации при разности частот менее

0,1 Гц при синхронно-несинфазной работе синхронизируемых генераторов устройство выдает сигнал на увеличение частоты вращения подключаемого генератора при отсутствии в течение 5–12 с очередного импульса с блока подгонки частоты.

Трансформаторно-выпрямительный блок 1 (см. рис. 6.3) обеспечивает устройство напряжением питания коллекторных цепей смещения тиристоров и всеми сигналами, пропорциональными линейным напряжениям генераторов. Блок 1 состоит из пяти понижающих трансформаторов.

Резервный блок синхронизации 2 служит для ограничения зоны синхронизации при выходе из строя элементов основного блока синхронизации. Основной блок синхронизации 3 предназначен для получения сигнала на замыкание цепи включающей катушки АВ с заданным временем опережения.

Блоки подгонки частоты 4.1 и 4.2 используют для выравнивания частот синхронизируемых генераторов. Элементы блока вывода генераторов из «зависания» 5 служат для вывода генераторов из синхронно-несинфазного режима, при котором возможно явление «зависания», путем некоторого увеличения разности частот генераторов и, следовательно, для ускорения режима синхронизации.

Блок 6 является схемой совпадения на замыкающих контактах реле соответственно основного и резервного каналов, которые включены последовательно в цепь включающего электромагнита АВ генератора.

Устройство УСГ-35 осуществляет синхронизацию как при положительном, так и при отрицательном скольжении, т. е. при  $\Delta f > 0$  и  $\Delta f < 0$ . В то же время, как показывает опыт, при подключении недолуженного генератора с отрицательным скольжением процесс синхронизации может быть нарушен. В этом случае подключаемый генератор может перейти в двигательный режим, дополнительно нагружая работающий генератор и потребляя мощность, достаточную для сра-

бывания защиты от обратной мощности. Для устранения этого явления следует осуществлять синхронизацию «сверху», т. е. при положительном скольжении ( $\Delta f > 0$ ).

Указанные недостатки устройства были учтены при разработке нового устройства автоматической синхронизации на элементах микроэлектроники, которое входит под названием блока синхронизации генераторов (БСГ) в состав системы управления СЭЭС типа «Ижора-М».

#### 6.4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

**Распределение активной мощности.** Между генераторами при отсутствии специальных автоматических устройств распределение активной мощности определяется наклонами характеристик  $n(P)$  генераторных агрегатов (рис. 6.4) и зоной неточности регулирования их частоты вращения  $2\Delta$ , обусловленной нечувствительностью регуляторов частоты вращения и нелинейностью указанных характеристик.

Кривая 2, проведенная между характеристиками 1 и 3, является основной теоретической характеристикой регулирования частоты вращения ГА. Действительные характеристики ГА располагаются в указанной зоне неточности. При наличии зоны неточности регулирования  $2\Delta$  даже при одинаковых характеристиках  $n(P)$  параллельно работающих генераторов активные мощности могут распределяться между генераторами в соответствии с их характеристиками 1 и 3. Тогда при заданной зоне неточности регулирования  $2\Delta$ , определенном статизме характеристик  $\operatorname{tg} \alpha = \delta$  и номинальной частоте вращения  $n_n$  мощность первого генератора  $P_1$  определится по характеристике 1, а мощность второго генератора  $P_2$  — по характеристике 3. Абсолютная неравномерность распределения активной мощности равна  $P_1 - P_2$ .

Степень неравномерности (%) распределения активной мощности

$$\nu_p = [(P_1 - P_2)/(P_1 + P_2)]100, \quad (6.2)$$

где  $P_1$  и  $P_2$  — активные мощности ГА, о.е.

При одинаковой мощности генераторов  $\nu_p$  иногда определяют по формуле

$$\nu_p = [(P_1 - P_2)/2P_n]100. \quad (6.3)$$

В этом случае при различной суммарной нагрузке значение  $\nu_p$  получается заниженным при малых нагрузках системы и завышенным — при больших нагрузках системы.



При заданной зоне неточности регулирования  $v_p$  зависит от статизма  $\delta$  характеристик  $n(P)$ ; при меньшем статизме значение  $v_p$  увеличивается. Из рис. 6.4 следует, что

$$P_1 - P_2 = 2\Delta / \operatorname{tg} \alpha = 2\Delta / \delta. \quad (6.4)$$

Подставив выражение (6.4) в (6.2), получим

$$v_p = [2\Delta / \delta (P_1 - P_2)] 100. \quad (6.5)$$

Из формулы (6.5) следует, что степень неравномерности распределения активной мощности резко возрастает при заданных  $2\Delta$  и  $\delta$  по мере уменьшения нагрузки системы  $P_1 + P_2$ , а при заданных  $2\Delta$  и  $P_1 + P_2$  — по мере уменьшения  $\delta$ .

**Распределение реактивной мощности.** Неравномерность распределения реактивной мощности между параллельно работающими генераторами зависит в основном от различных уровней возбуждения и, следовательно, их э.д.с.

Разность э.д.с. генераторов вызывает появление уравнивающих токов, сдвинутых относительно этой разности э.д.с. на углы, близкие к  $90^\circ$ . Эти реактивные токи не влияют на активные мощности, развиваемые генераторами. Поэтому, изменяя токи возбуждения генераторов, можно осуществить перераспределение их реактивной нагрузки, но нельзя перераспределить активную нагрузку между ними. Для перераспределения активной нагрузки необходимо изменять вращающие моменты, развиваемые приводными двигателями генераторов.

Степень неравномерности (%) реактивной мощности

$$v_q = [(Q_1 - Q_2) / (Q_1 + Q_2)] 100, \quad (6.6)$$

где  $Q_1, Q_2$  — реактивные мощности соответственно первого и второго генераторов, отдаваемые в сеть.

Для обеспечения равномерного распределения реактивной нагрузки необходимо полное соответствие внешних характеристик генераторов (в о.е.), но оно не всегда осуществимо (рис. 6.4).

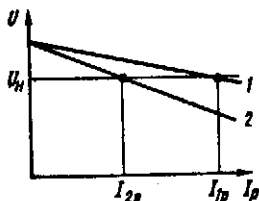


Рис. 6.4. Зависимость напряжения от реактивных токов первого (1) и второго (2) параллельно работающих СГ.

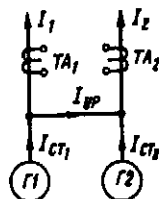


Рис. 6.5. Схема уравнивающих соединений между параллельно работающими СГ.

При параллельной работе обоих генераторов напряжения на их зажимах будут одинаковыми, но реактивные токи генераторов будут разными из-за различия их характеристик. Так, при напряжении  $U_H$  реактивные токи окажутся различными и будут равны  $I_{1p}$ ,  $I_{2p}$  соответственно первого и второго генераторов.

Без принятия дополнительных мер неравномерность распределения реактивной мощности может достигать десятков процентов. Простейшей из этих мер, например в системах с ССГ, являются уравнительные соединения между статорными обмотками генераторов и первичными обмотками токовых трансформаторов (рис. 6.5).

## 6.5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ И ЧАСТОТЫ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Эффективным способом уменьшения  $\gamma_p$  является использование устройства автоматического распределения активной нагрузки, которое устанавливают на каждом параллельно работающем генераторе. К таким отечественным устройствам относятся УРЧН (устройство регулирования частоты и нагрузок), УРМ (устройство распределения активной мощности), БРНГ (блок регулирования нагрузки генераторов).

В отличие от УРЧН устройство УРМ-35 построено на полупроводниковых элементах и обеспечивает не непрерывное, а импульсное управление серводвигателями генераторов.

Конструктивно функциональные блоки устройства УРМ-35 размещены в двух корпусах, в одном из которых (имеющем индекс УРМ-35Д) находится ДАТ, а в другом (имеющем индекс УРМ-35ФУ) — формирователь и усилитель. В последнем блоке усилитель выполнен сменным, что позволяет применять тот или иной тип усилителя в зависимости от типа серводвигателя, установленного на ГА.

Устройство УРМ (рис. 6.6) предназначено для СЭЭС, состоящей из двух генераторов (с воздействием только на один серводвигатель). Базовый генератор поддерживает частоту в заданных пределах. Выходы датчиков соединены по дифференциальной схеме, в которую включен вход формирователя импульсов.

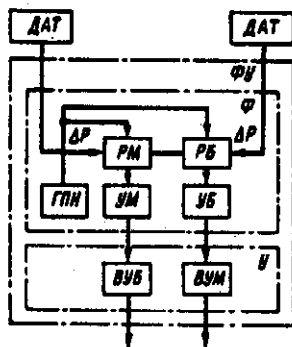


Рис. 6.6. Структурная схема УРМ.

Частота следования формируемых импульсов находится в пределах от 0,2 до 0,4 Гц. Импульс наименьшей длительности, соответствующей наибольшему входному напряжению, не превышает значения, определяемого по формуле  $f_{\max} = 1/2f_n$ .

Сигнал дифференциальной цепи, обусловливаемый разностью активных нагрузок генераторов, поступает на входы «больше», «меньше» полупроводниковых реле РБ и РМ. На эти же входы реле подается запирающее напряжение от генератора пилообразного напряжения ГПН.

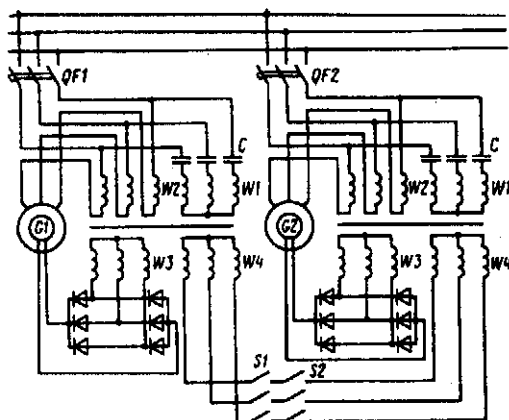
При разности активных нагрузок на генераторах, превышающей 5% номинальной, на входы реле РБ и РМ, кроме пилообразного напряжения, с генератора ГПН поступит постоянный сигнал из дифференциальной цепи датчиков, достаточный для срабатывания одного из реле в зависимости от полярности сигнала дифференциальной цепи в момент уменьшения пилообразного напряжения. Этот сигнал усиливается вначале усилителем УБ или УМ, а затем выходным усилителем ВУБ или БУМ. С выходного усилителя импульсное напряжение поступает на серводвигатель ведомого ГА, воздействуя на приводной двигатель генератора таким образом, чтобы активные нагрузки генераторов выравнивались. При равенстве нагрузок генераторов ток в дифференциальной цепи уменьшится до нуля и формирователь прекратит выдавать импульсы напряжения.

Длительность импульсов зависит от значения рассогласования нагрузок, причем с увеличением последней длительность импульсов возрастает, и наоборот. Длительность начального импульса регулируется от 0,2 до 2 с, период следования импульсов — от 2 до 5 с.

## **6.6. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕАКТИВНОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИМИ СИНХРОННЫМИ ГЕНЕРАТОРАМИ**

Для уменьшения реактивных уравнильных токов при параллельной работе синхронных генераторов применяют различные способы и средства. В практике находят применение универсальные соединения в роторных цепях ССГ без корректоров напряжения (рис. 6.7). Указанные уравнильные соединения способствуют автоматическому выравниванию напряжения на кольцах роторов, так как составляющая тока нагрузки генераторов повышает напряжение на кольцах не одного, а всех параллельно работающих СГ. Поэтому увеличение тока возбуждения при увеличении нагрузки происходит у всех генераторов на одно и то же значение.

Рассмотренная схема применима для генераторов с одинаковым напряжением возбуждения с идентичными внешними характеристиками.



**Рис. 6.7.** Принципиальная схема включения ССГ на параллельную работу при наличии уравнительных соединений в роторной цепи.

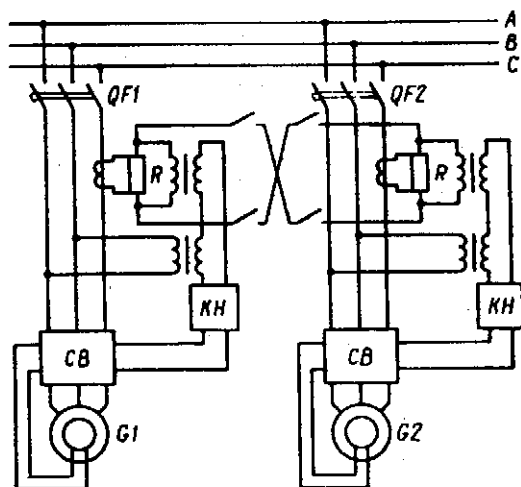
Для ССГ разной мощности и с различными напряжениями возбуждения применяют дополнительные обмотки на компаундирующих трансформаторах с одинаковыми выходными напряжениями, соединенные между собой уравнительным проводом. При включении АВ генераторов  $QF1$  и  $QF2$  замыкаются и их блок-контакты  $S1$  и  $S2$ .

При активном токе в фазе  $C$  напряжение  $\Delta U_R$  совпадает по фазе с напряжением  $U_C$  и оказывается сдвинутым на угол, близкий к  $90^\circ$ , по отношению к напряжению  $U_{AB}$ . Результирующее напряжение  $U_{A1B}$  мало отличается от напряжения  $U_{AB}$ , и поэтому активная составляющая тока нагрузки практически не влияет на напряжение, подводимое к корректору напряжения.

При реактивном токе нагрузки напряжение  $\Delta U_R$  будет сдвинуто на  $90^\circ$  относительно напряжения  $U_C$  и совпадает по фазе с линейным напряжением  $U_{AB}$ . Результирующее напряжение  $U_{A2B}$  будет равно алгебраической сумме напряжений  $U_{AB}$  и  $\Delta U_R$  ( $U_{A2B} = U_{AB} + \Delta U_R$ ), т. е. напряжение на зажимах корректора КН возрастает. Это приведет к подмагничиванию трансформатора возбуждения, снижению напряжения на зажимах генератора, увеличению наклона его внешней характеристики, что в свою очередь приведет к уменьшению реактивных уравнительных токов. К недостатку этой схемы следует отнести увеличение отклонений напряжений генераторов от их номинального значения.

На рис. 6.8 приведена схема, не имеющая указанного недостатка.

На рис. 6.8 вторичные обмотки трансформаторов тока соединены последовательно и замкнуты накоротко при параллельной работе генераторов. Поэтому при одинаковых токах нагрузки у каждого гене-



**Рис. 6.8.** Принципиальная схема включения на параллельную работу ССГ с корректорами напряжения.

ратора напряжения на этих обмотках равны нулю, а при разных токах нагрузки генераторов не равны нулю и воздействуют на корректоры напряжения своих генераторов, способствуя выравниванию реактивной нагрузки между генераторами.

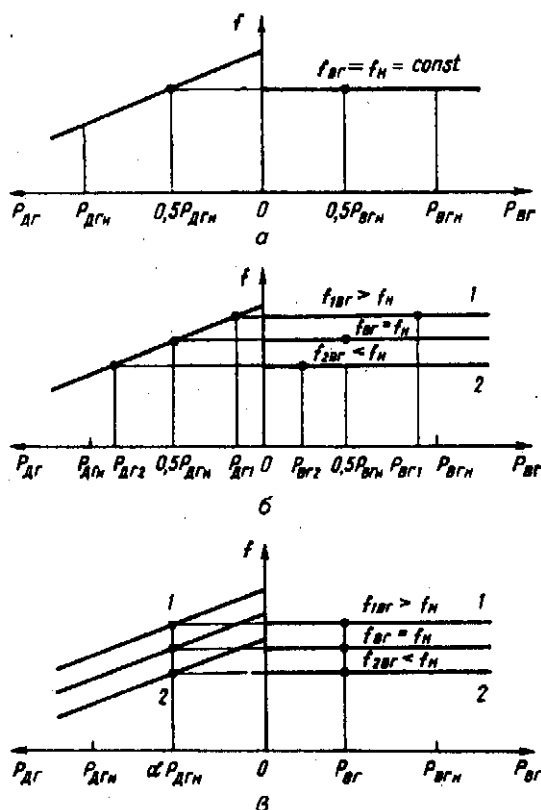
## 6.7. ОСОБЕННОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ВАЛО- И ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРОВ

Использование в СЭЭС валогенераторов требует решения задачи обеспечения длительной параллельной работы вало- и дизель-генераторов в условиях волнения моря.

Из всех возможных вариантов валогенераторных установок (ВГУ) рассмотрим установку, включающую в себя главный двигатель (дизель), ВГ и ВРШ, а также особенности ее работы параллельно с ДГ. В целях упрощения ВГ и ДГ принимаем одинаковыми по типу, мощности и системе автоматического регулирования напряжения, а их длительная параллельная работа разрешается при изменении частоты в сети в пределах, допустимых Правилами Регистра РФ ( $\pm 5\% f_n$ ).

Известно, что при параллельной работе ДГ распределение активной нагрузки между ними происходит в соответствии со статическими скоростными характеристиками их приводных двигателей.

Для параллельной работы ВГ и ДГ характерно то, что первый работает по астатической, второй — по статической скоростной характеристике (рис. 6.9).



**Рис. 6.9.** Скоростные характеристики ВГ и ДГ при их параллельной работе:  
 а — при  $f_{BG} = f_H$ ; б —  $f_{BG} = \text{var}$  и неподвижной скоростной характеристике ДГ;  
 в — при перемещении скоростных характеристик ВГ и ДГ.

В целях обеспечения экономичной работы СЭС необходимо предусматривать отбор мощности прежде всего от ВГ, на работу которого расходуется более дешевое тяжелое топливо, а затем — от ДГ, использующего более дорогое дизельное топливо, т. е. осуществлять принудительный принцип распределения активной нагрузки между этими генераторами. Последнее может быть обеспечено при работе ДГ в режиме «ведомого» генератора и соответствующем перемещении его статической скоростной характеристики в зависимости от заданного уровня нагрузки ДГ и частоты вращения валогенератора — «ведущего» генератора (см. рис. 6.9, в).

Из сказанного выше следует, что параллельная работа ВГ и ДГ при колебании частоты вращения первого в пределах 47,5–52,5 Гц возможна только при принудительном распределении активной нагрузки

путем соответствующего автоматического смещения статической регулировочной характеристики автономного ДГ. При этом рабочие точки будут перемещаться вдоль линии 1—2.

## 6.8. ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА ВАЛОГЕНЕРАТОРОВ ПОДЧИНЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ

Параллельная работа осуществляется с целью обеспечения работы каждого агрегата с наивысшими значениями КПД и уменьшения вероятности отказа всей системы электроснабжения в целом. Применение параллельной работы ВГ и ДГ особенно важно для промышленных судов, где валогенераторы используются очень широко.

Применение в СЭЭС валогенераторов (ВГ) требует решения задачи обеспечения длительной и устойчивой параллельной работы. Как показывает опыт эксплуатации современных ВГУ промышленных судов, существующие системы управления валогенераторами не всегда гарантируют достаточную надежность функционирования и требуемое качество управления. При незначительных изменениях скорости вращения регуляторы напряжения эффективно стабилизируют напря-

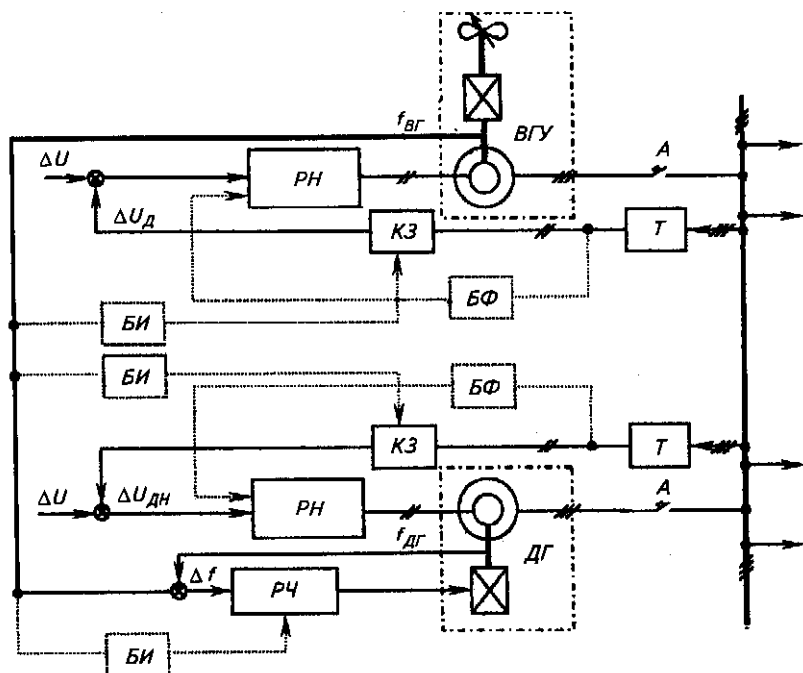
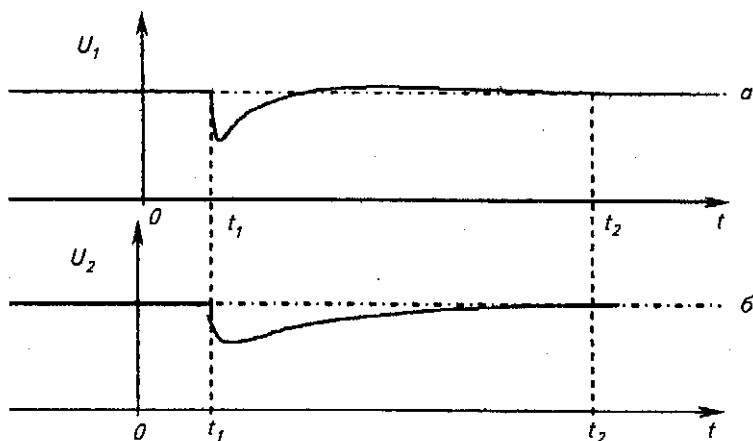


Рис. 6.10. СПУ параллельной работы вало- и дизель-генераторов.

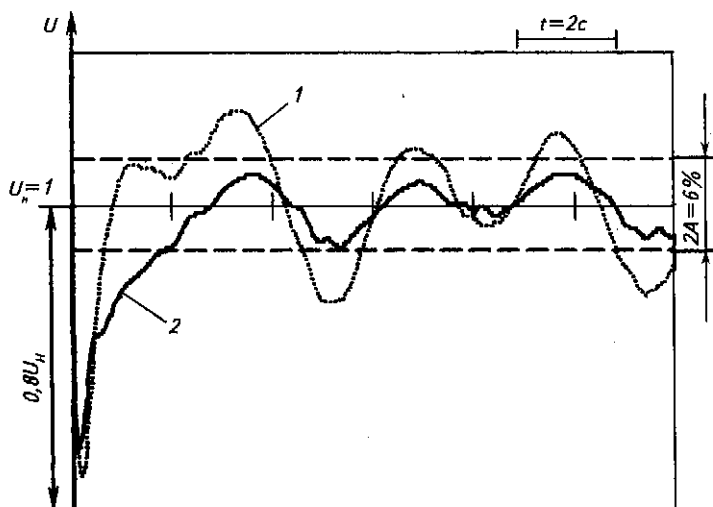


**Рис. 6.11.** Переходные процессы напряжения при набросе нагрузки:  
а — на валогенераторе; б — на дизель-генераторе.

жение ВГ с точностью, соответствующей требованиям Регистра РФ. Однако при резких и значительных изменениях скорости вращения гребного вала они не обеспечивают требуемую точность стабилизации напряжения ВГ. Параллельная работа ВГ с генераторами судовой сети допускается лишь кратковременно при переводе нагрузки с одного генератора на другой. Поскольку при волнении моря и оголении гребного винта нагрузка на валу изменяется, при этом также изменяются напряжение и частота тока ВГ, что приводит к неустойчивому режиму и нарушениям условий параллельной работы.

Известен способ параллельной работы валогенераторов, имеющих систему подчиненного управления напряжением. Этот способ применим и для параллельной работы вало- и дизель-генераторов (рис. 6.10; изображение сплошными линиями). Сущность способа заключается в том, что включенные в обратную связь по напряжению корректирующие звенья (КЗ), выполненные с использованием резисторов и конденсаторов, превращают действующий регулятор напряжения (РН) валогенераторов в регулятор интегрально-пропорционального типа (ПИ-регулятор). КЗ представляют собой интегрирующие цепи, где конденсаторы включаются в параллельную ветвь. Такие КЗ несложно изготовить на электромонтажном предприятии и установить на действующие регуляторы напряжения ВГ в ходе профилактических ремонтов судна. Его преимущество заключается в том, что введение корректирующих звеньев может обеспечить одинаковое время переходного процесса напряжения на обоих генераторных агрегатах, путем регулирования величины емкости и сопротивления (рис. 6.11). Для па-



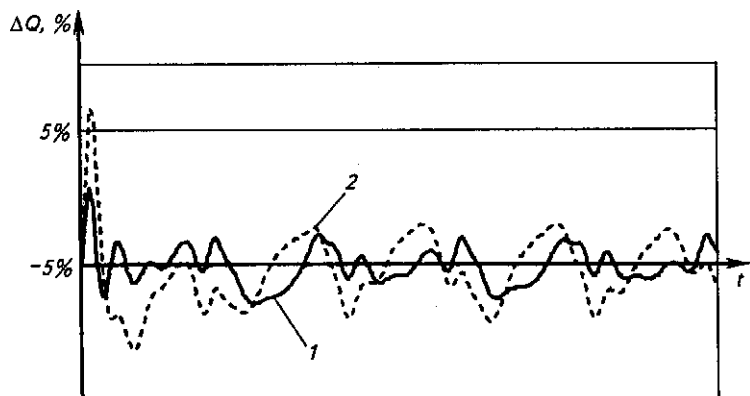


**Рис. 6.12.** Кривые переходного процесса в валогенераторе при включении динамической нагрузки:

1 — с действующим САРН; 2 — с действующим САРН и корректирующим звеном).

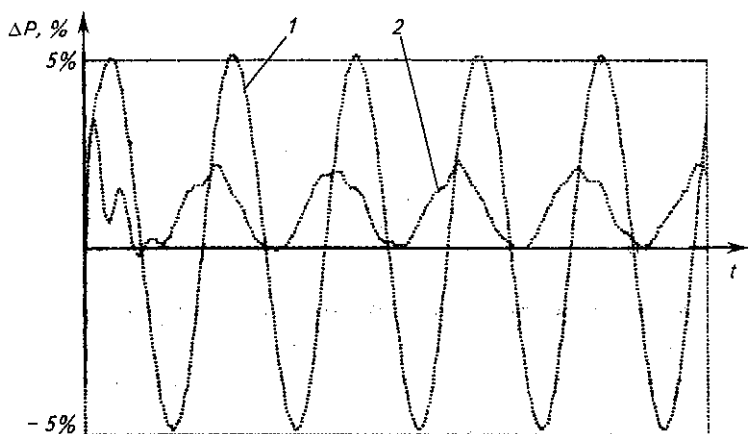
параллельной работы ВГ и ДГ характерно то, что первый работает по астатической, второй по статической скоростной характеристике.

Параллельная работа ВГ и ДГ при малых колебаниях скорости вращения возможна только при принудительном распределении активной нагрузки путем соответствующего автоматического смещения



**Рис. 6.13.** Кривые, описывающие разность отдаваемых реактивных мощностей при работе ВГ и ДГ:

1 — при отсутствии; 2 — при наличии корректирующих звеньев в САРН генераторов.



**Рис. 6.14.** Кривые, описывающие разность отдаваемых активных мощностей ( $\Delta P$ , %) при параллельной работе ВГ и ДГ:

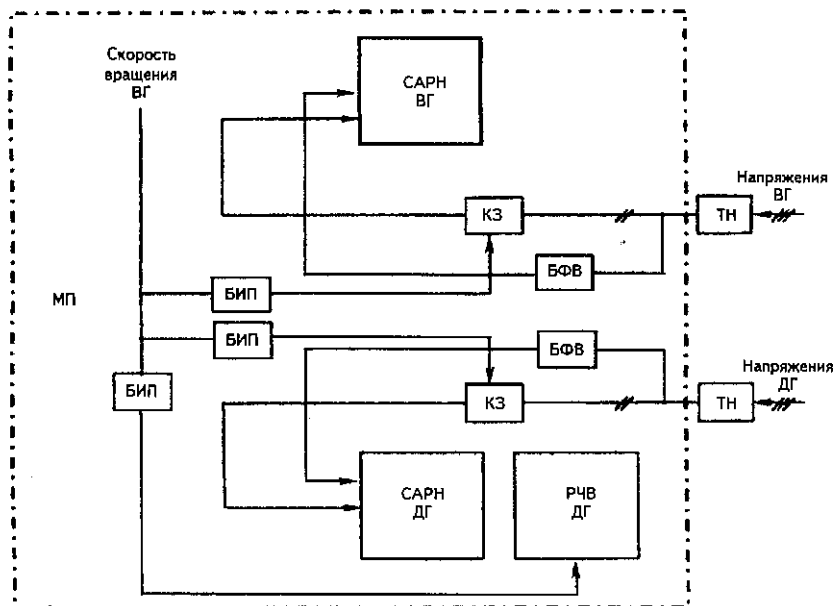
1 — при отсутствии,  
2 — при наличии прибора, определяющего разность частот их вращения.

статической регулировочной характеристики автономного ДГ, т. е. при работе ДГ в режиме «ведомого» генератора и соответствующем перемещении его статической скоростной характеристики в зависимости от заданного уровня нагрузки ДГ и частоты вращения валогенератора — «ведущего» генератора.

Результаты математического моделирования показали, что совместное использование двух способов управления параллельной работы ВГ и ДГ позволяет уменьшить колебательность напряжения генераторов и снизить перетекание отдаваемой реактивной и активной мощности в 1,5–2 раза (рис. 6.12, 6.13 и 6.14).

При физическом моделировании параллельной работы ВГ и ДГ было выявлено, что при невыполнении одинаковости времени переходного процесса напряжения на обоих генераторных агрегатах увеличивается перетекание не только реактивной, но активной мощности. Это объясняется тем фактом, что из-за недостатка тока возбуждения одного параллельно работающего генератора выше определенного значения генератор не только потребляет реактивную мощность, но и переходит в двигательный режим. То есть если рассмотреть предельный случай, то при полном отсутствии возбуждения генератор превращается в двигатель переменного тока.

Таким образом, два вышеизложенных САУ: управления напряжением ВГ и ДГ и частотой вращения ДГ работают как взаимодополняющие системы.



**Рис. 6.15.** Логико-алгоритмическая структура работы микропроцессора для параллельной работы вало- и дизель-генераторов.

В перспективе с целью автоматизации целесообразно применение САУ ГА микропроцессорной техники (рис. 6.15). Гибкость и компактность микропроцессора позволит создать адаптивную систему автоматического регулирования (САР) напряжением параллельно работающих генераторов и скоростью вращения дизель-генератора. В адаптивную САР включен блок изменения параметров (БИП), с помощью которого выполняется изменение параметров регуляторов в зависимости от производной изменения скорости вращения ВГ. Данное нововведение обеспечит параллельную работу ВГ и ДГ при разном волнении моря, а следовательно, расширит возможности САР и уменьшит вероятность выхода из параллельной работы генераторов.

Обеспечение длительной и устойчивой параллельной работы ВГ и ДГ позволит повысить технико-экономические показатели электроэнергетических установок судов рыбопромыслового флота за счет более равномерного распределения нагрузок, экономии моторесурсов дизель-генераторов, повышения надежности функционирования установок, увеличения КПД и снижения стоимости электроэнергии.

## 6.9. ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА ГЕНЕРАТОРОВ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Параллельная работа генераторов с параллельным возбуждением. Предположим, что параллельно работают два одинаковых генератора с параллельным возбуждением, внешние характеристики которых приведены на рис. 6.16. Характеристики 1 и 2 имеют разные наклоны из-за различных магнитных характеристик, неодинаковых сопротивлений цепи якорей, сдвига щеток с физической нейтрали, различных характеристик приводных двигателей генераторов. Предположим, что токи возбуждения генераторов с характеристиками 1 и 2 имеют такие значения, при которых их э.д.с. в режиме холостого хода равны. В этом случае (см. рис. 6.16) характеристики пересекутся между собой в точке, расположенной на оси ординат, при нулевом токе якоря каждого генератора. С увеличением нагрузки в сети ток нагрузки генераторов будет распределяться между ними неравномерно вследствие неодинакового наклона внешних характеристик. При этом большая нагрузка будет приходиться на генератор с меньшим наклоном характеристики.

При любой суммарной нагрузке  $I_\Sigma$  напряжение  $U$  на шинах параллельно работающих генераторов одинаково. Поэтому можно построить характеристику 3, представляющую собой зависимость напряжения  $U$  от суммы токов обоих генераторов  $I_\Sigma = I_1 + I_2$ . Тогда для тока нагрузки  $I_\Sigma$  двух генераторов напряжение на шинах будет  $U$ , ток нагрузки первого генератора  $I_1'$ , а второго  $I_2'$ . Для другого значения тока нагрузки, например  $I_\Sigma''$ , напряжение на шинах и токи каждого генератора будут соответственно  $U'$ ,  $I_1''$ ,  $I_2''$ .

Таким образом, для равномерного распределения нагрузки между генераторами при различных ее значениях внешние характеристики генераторов должны совпадать. Однако достичь полного совпадения характеристик даже у одинаковых генераторов по указанным выше причинам не представляется возможным.

Вместе с тем в некоторых известных пределах распределение нагрузки можно улучшить, например, подбором более близкого расположения одна к другой характеристик приводных двигателей генераторов. Если характеристики генераторов не слишком расходятся, то сблизить их можно путем поворота щеток генераторов на углы, не оказывающие

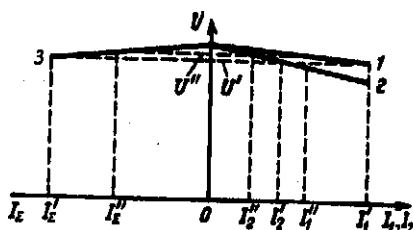
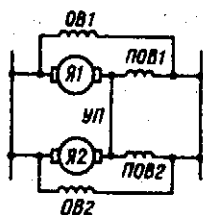


Рис. 6.16. Внешние характеристики первого (1) и второго (2) параллельно работающих генераторов постоянного тока и зависимость напряжения сети от суммы токов обоих генераторов (3).



**Рис. 6.17.** Принципиальная схема параллельного включения генераторов постоянного тока со смешанным возбуждением.

большого влияния на коммутацию. При этом щетки у генератора с характеристикой 1 следует повернуть в сторону вращения, а у генератора с характеристикой 2 — в сторону, противоположную вращению. Из теории электрических машин постоянного тока известно, что продольная реакция якоря и реакция добавочных полюсов в генераторе со щетками, сдвинутыми в сторону вращения, увеличивают падение напряжения при увеличении нагрузки, а в генераторе со щетками, повернутыми против вращения, наоборот, уменьшают падение напряжения. В результате этого характеристики сблизятся и тем самым улучшится распределение нагрузки между генераторами.

**Параллельная работа генераторов со смешанным возбуждением.** Обычно она не может быть осуществлена без применения уравнительных соединений между якорями и последовательными обмотками возбуждения машин. Причиной этого является то, что при наличии последовательной обмотки э.д.с. генераторов по мере увеличения нагрузки возрастает. При параллельном соединении двух одинаковых генераторов постоянного тока со смешанным возбуждением без уравнительного провода увеличение нагрузки у одного из генераторов, например у первого (при соответствующем уменьшении ее у другого), приведет к увеличению его э.д.с. Это еще больше увеличивает неравномерность распределения нагрузки.

Введение уравнительного провода с малым сопротивлением, включенного между якорями Я1 и Я2 машин и обмотками последовательного возбуждения ПОВ1 и ПОВ2, выравнивает нагрузку (рис. 6.17). Если пренебречь сопротивлением уравнительного провода, то благодаря одинаковому сопротивлению ПОВ1 и ПОВ2 ток между ними распределится поровну и неравенство токов якорей генераторов не будет сказываться на токе последовательных обмоток.

Таким образом, в данном случае эти машины можно рассматривать как генераторы с параллельным возбуждением, у которых при изменении нагрузки одинаково изменяется возбуждение с помощью последовательных обмоток. При этом сопротивление уравнительного провода должно быть значительно меньше сопротивления последовательных обмоток возбуждения. В противном случае эффективность уравнительного провода может оказаться недостаточной для обеспечения устойчивой работы генераторов со смешанным возбуждением.

Для обеспечения параллельной работы генераторов постоянного тока с автоматическими регуляторами напряжения (АРН) необходимо, чтобы их внешние характеристики (в о.е.) были идентичными. Однако реальные АРН имеют зоны нечувствительности, и поэтому внешние характеристики генераторов могут не совпадать. Наклон характеристик к оси абсцисс определяется значением статизма регуляторов и составляет  $\alpha = 1 - 2\%$ . При таких характеристиках генераторов осуществление их параллельной работы затруднено вследствие возможного возникновения значительных уравнительных токов при некотором расхождении внешних характеристик и связанного с этим неравномерного распределения нагрузки между параллельно работающими генераторами. Очевидно, что ток  $I_{ур}$  будет тем меньше, чем ближе характеристики расположены одна к другой, чем больше значения статизма и чем меньше зона нечувствительности.

#### **6.10. ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА СУДОВЫХ ГЕНЕРАТОРОВ С БЕРЕГОВОЙ СЕТЬЮ**

Этот режим работы используют при испытаниях СЭЭС в процессе строительства и ремонта судов в береговых условиях, а также в специальных случаях, когда возникает необходимость в осуществлении этого режима, например для электроснабжения портов и заводов от СЭЭС.

Процесс передачи электроэнергии СЭЭС в электрическую систему порта или завода может осуществляться, например, через фидеры питания с берега при следующих условиях: непосредственной электрической связи судовых генераторов с береговой электрической сетью (при совпадении их соответствующих параметров); использовании промежуточных связующих электропреобразовательных агрегатов электромашинного или статического типа (при несовпадении соответствующих параметров СЭЭС и береговой электросети).

В обоих случаях характер работы судовых генераторов будет зависеть от состояния береговой электросети. Возможны два ее состояния: сеть находится под напряжением (совместная работа с судовыми генераторами с соблюдением требований к параллельному режиму); сеть (ее участок) обесточена (работа СЭЭС на группу береговых потребителей электроэнергии).

В статическом режиме параметры электроэнергии СЭЭС оказываются зависимыми от береговой сети, имеющей в большинстве случаев бесконечную мощность по отношению к судовым генераторам. Поэтому для проверки работоспособности генераторов в статических

режимах корректор напряжения в системе автоматического регулирования возбуждения СГ переводится в режим стабилизации тока нагрузки. После окончания синхронизации и включения СГ в береговую сеть режим работы каждого ГА будет определяться положением рейки топливного насоса и уставкой корректора напряжения.

Для обеспечения требуемых параметров на входе корректора напряжения используют специальное входное устройство, состоящее из трансформаторов тока и напряжения.

При работе на заводскую сеть в режиме стабилизации тока нагрузки можно проверить тепловые режимы ГА, точности регулирования напряжения, распределение нагрузок между параллельно работающими генераторами, процесс перевода нагрузок.

Активная мощность генератора, работающего параллельно с береговой сетью, определяется подачей топлива в приводной двигатель, что позволяет плавно регулировать активную мощность в широких пределах.

Значения уравнильного тока и активной мощности позволяют определить точность распределения реактивной и активной нагрузок между параллельно работающими генераторами.

Возможность перевода нагрузки с одного ГА на другой и обратно может быть проверена путем воздействия на серводвигатели ГА таким образом, чтобы изменение мощности одного агрегата не приводило к изменению суммарной мощности источников электроэнергии при их параллельной работе с береговой сетью. Возможность такого перевода нагрузки проверяется по режимам перевода нагрузки с одного генератора на сеть и обратно, поскольку береговая сеть может быть представлена как электростанция, состоящая из группы генераторов.

При испытаниях СЭЭС с использованием в качестве нагрузки сети береговых потребителей и штатного судового электрооборудования обеспечивается проведение следующих проверок:

- синхронных генераторов на холостом ходу;
- возможности включения генераторов на параллельную работу и перевода нагрузок (с использованием береговой сети или заводских и штатных потребителей электроэнергии);
- работы генератора и его аппаратуры в режиме номинальной нагрузки (с использованием береговой сети);
- работы системы регулирования напряжения и частоты вращения генераторов при набросе и сбросе номинальной нагрузки (с использованием заводских и штатных потребителей);
- правильности настройки реле нагрузки и реле обратной мощности (с использованием береговой сети);

- статической устойчивости и равномерности распределения активной и реактивной нагрузок между параллельно работающими генераторами (с использованием береговой сети или заводских и штатных потребителей);
- динамической устойчивости параллельно работающих генераторов при внезапном изменении нагрузки (с использованием береговой сети или заводских и штатных потребителей электроэнергии).



### 7.1. УСЛОВИЯ РАБОТЫ И ТРЕБОВАНИЯ К ВГУ

К судовым электроэнергетическим установкам (СЭЭУ) относятся дизельные турбогенераторные установки, а также валогенераторные и гребные электрические установки. Последние два типа установок работают в условиях нестабильности частоты вращения гребного вала, вызванной изменением нагрузки, например, оголениями гребного винта при волнении моря, заклиниваниями его лопастей во время передвижения судна во льдах и др. Такие условия работы приводят к изменению тока или напряжения СЭЭУ, что заставляет усложнять их системы автоматического регулирования напряжения (САРН).

В валогенераторных установках осуществляется отбор мощности от гребного вала для электроснабжения судовых потребителей. ВГУ широко применяют на промысловых судах, танкерах, аварийно спасательных и некоторых других типах современных судов. Для соединения валогенератора с гребным валом используются, главным образом, непосредственная и зубчатая редукторная передачи. В первом случае усложняется конструкция ВГ и увеличиваются его массогабаритные характеристики, а во втором повышается стоимость ВГУ, но имеется возможность применять валогенераторы со стандартными частотами вращения. В качестве потребителей электроэнергии ВГ используются в основном электродвигатели (ЭД). Наиболее распространены короткозамкнутые асинхронные ЭД. Они применяются при постоянной частоте вращения, в остальных случаях используются асинхронные ЭД специальных конструкций или преобразователи частоты. Электродвигатели постоянного тока имеют свою систему питания и применяются реже.

Системы автоматического управления напряжением ВГ должны поддерживать напряжение на шинах судовой электростанции с заданной степенью точности при изменении тока нагрузки и коэффициента мощности в системе. Точность регулирования напряжения в соответствии с Правилами Регистра РФ для судовых ЭЭС находится в пределах  $\pm (1 + 3)\%$  номинального значения. Допустимая величина снижения

(«провала») напряжения определяется из условия обеспечения разбега запускаемого электродвигателя и сохранения устойчивого режима уже работающих электродвигателей для главных судовых потребителей. В соответствии с Правилами Регистра РФ величина провала напряжения не должна превышать 20% номинального значения напряжения.

При изменении частоты тока  $f$  валогенератора в диапазоне  $(1,0 \pm 0,05) f_{\text{ном}}$  асинхронные электродвигатели работают в условиях, практически не отличающихся от нормальных при поддержании постоянства отношения напряжения к частоте.

С уменьшением тока более  $0,05 f_{\text{ном}}$  падение напряжения в судовой сети приводит к резкому ухудшению характеристик ЭД вследствие снижения магнитного потока машин.

При отключениях валогенератора, например во время остановки судна, при быстрых реверсах и остановках гребного вала, необходимо обеспечение кратковременной параллельной работы ВГ с генераторами судовой сети для передачи на них нагрузки судовой электростанции. Включение генераторов на параллельную работу и перевод нагрузки должны быть быстрыми и простыми, особенно при внезапной остановке гребного вала.

Характер и диапазон возможного изменения частоты (скорости) вращения гребного вала зависят от режима работы судна. Здесь можно выделить два режима: 1) относительно медленное ее изменение при движении судна в свободной воде вследствие перехода от одной скорости движения к другой, например при переходе от режима экономичного хода к полному; 2) резкое и внезапное изменение скорости вращения гребного вала в результате изменений внешних условий (оголение лопастей гребного винта в штормовых условиях, заклинивания гребного винта при ходе судна во льдах.)

Для ходовых режимов предельное изменение скорости вращения гребного вала оценивается на 10–15% ниже и на 5% выше номинального значения. В таких режимах время перехода силовой установки от одной скорости к другой измеряется в минутах. В условиях резкого маневрирования это время измеряется в секундах. По Правилам Регистра РФ время от начала автоматического запуска до подачи энергии аварийного генератора в сеть не должно превышать 10 с.

Ранее валогенераторы предназначались для уменьшения суммарной установленной мощности судовой энергетической установки за счет снижения объема автономной электроэнергетической системы. При этом ВГУ использовались как часть дизель-редукторных установок многорежимных судов.

В последнее время валогенераторы применяются с целью экономии дизельного топлива, поскольку их привод осуществляется от вы-

сокоэкономичных главных двигателей (ГД), использующих топливо худшего качества по сравнению с судовыми дизель-генераторами.

Для привода валогенераторов начинают более широко использоваться малооборотные дизели. При этом ВГ располагается непосредственно на гребном валу. С целью улучшения массогабаритных характеристик ВГУ в этом случае применяются мультипликаторы непосредственно для привода валогенератора. На судах, построенных в последние годы, используется привод ВГ от среднеоборотных дизелей через редукторную передачу. Здесь привод ВГ осуществляется также от мультипликатора, который встраивается, главным образом, в редукторную передачу. При работе ГД промысловых судов на винт регулируемого шага (ВРШ) валогенераторы обеспечивают требуемое качество электроэнергии без использования специальных устройств. Применение такой схемы энергетической установки судна позволяет получить следующие преимущества: 1) снижение капитальных затрат за счет сокращения количества автономных ДГ; 2) значительное снижение затрат на топливо, так как в автономных дизель-генераторных агрегатах используется легкое дизельное топливо высокой стоимости; 3) экономию моторесурса ДГ. Экономичность автономных дизель-генераторов снижается по сравнению с ВГ, поскольку в главном двигателе может применяться более дешевое низкосортное дизельное топливо.

Но такая схема имеет и недостатки, главный из которых заключается в снижении КПД главного двигателя и ВРШ при их неполной нагрузке. При одинаковой тяге судна и скорости траления и уменьшении частоты вращения до 70–80% номинального значения мощность, потребляемая винтом, уменьшается на 8–12% по сравнению с режимом работы по нагрузочной характеристике. Если оптимизировать режим работы энергетической установки судна в режиме траления, то можно снизить расход дизельного топлива на один агрегат примерно на 10%.

В настоящее время снижение затрат на топливно-энергетические ресурсы является актуальной задачей, поскольку указанные затраты составляют значительную долю эксплуатационных расходов. Это обстоятельство вынуждает разрабатывать новые ВГУ, обеспечивающие стабилизацию напряжения и частоту тока при изменении скорости вращения ГД и гребного винта.

## **7.2. САРН И САРЧ ВАЛОГЕНЕРАТОРОВ**

Система автоматического регулирования напряжения представляет собой динамическую систему, состоящую из объекта регулирования — синхронного генератора и автоматического управляющего устройства — автоматического регулятора напряжения (АРН), взаимодействующих между собой.

Регулируемой (управляемой) величиной в САРН является напряжение генератора  $U_r$ , управляющей (регулирующей) величиной — напряжение  $U_b$  или ток  $I_b$  возбуждения генератора. Основное внешнее воздействие на генератор и его выходное напряжение оказывают ток нагрузки  $I_r$  и фаза  $\varphi$  тока нагрузки генератора.

Питание обмотки возбуждения генератора ОВГ осуществляется по двум каналам: по каналу напряжения  $I_u$  и по каналу тока нагрузки  $I_r$ .

В режиме холостого хода процесс возбуждения обеспечивается по каналу напряжения, а при нагрузке — еще и по каналу тока.

По принципу действия все САРН делят на следующие типы:

1. Системы, действующие по возмущению — току нагрузки генератора  $I_r$ .

Системы токового компаундирования, у которых ток  $I_b$  определяется  $U_r, I_r, \cos \varphi$ , т. е.  $I_b = f(U_r, I_r)$ :

Системы фазового компаундирования, у которых ток  $I_b$  определяется  $U_r, I_r, \cos \varphi$ , т. е.  $I_b = f(U_r, I_r \cos \varphi)$ .

2. Системы, действующие по отклонению регулируемой величины ( $U_r$ ), у которых ток  $I_b = f(U_r, \Delta U) \Delta U = (U_r - U_{r,n})$ .
3. Комбинированные системы, действующие одновременно по возмущению и отклонению.

По способу воздействия на ОВГ все САРН делят на 2 группы:

- системы прямого регулирования, в которых АРН непосредственно воздействует на ОВГ;
- системы косвенного регулирования, в которых АРН воздействует на ОВГ через возбудитель постоянного тока синхронного генератора с контактными кольцами или через возбудитель переменного тока в бесщеточном синхронном генераторе, у которого трехфазная обмотка возбудителя, вращающийся выпрямитель  $UZ$  и обмотка ОВГ расположены на роторе генератора и вращаются вместе с ним.

Наибольшее распространение на судах с валогенераторами получили комбинированные САРН прямого регулирования. Синхронные генераторы с такими САРН называют генераторами с самовозбуждением (ССГ). Недостатком ССГ является наличие колец и щеток в цепи ротора генератора. САРН с возбудителями постоянного тока; щеточные контакты увеличивают общую длину генераторного агрегата и имеют сравнительно небольшое быстродействие из-за наличия инерционных звеньев — обмотки возбуждения возбудителя ОВВ, обмотки якоря возбудителя В.

Основным достоинством бесщеточных синхронных генераторов (БСГ) является полное отсутствие скользящих контактов, что обеспе-

### 7.1. Сравнительные данные схем управления ВГУ промышленных судов

Тип усилителя	Точность стабильность	Тип усилителя	Ограничение напряжения	Принцип исполнения
Электрома- шиненбау	7 + 02,5	Тиристорный	Блокинг-генератор	Дискретная электроника
Электромо- торенверк	7 + 01,5	Решающий	Транзисторный	Микромо- дульный
Стремберг	7 + 01,5	Транзисторный	Диод Зенера	Дискретно- микромодуль- ный
ЭФА	7 + 02,5	Тиристорный	Блокинг-генератор	Дискретно- микромодуль- ный
20030-CA	7 + 01,5	»	»	Микромодуль- ный

чивает им большую эксплуатационную надежность при условии надежного крепления вращающихся вентилях УЗ. Быстродействие, масса и габаритные размеры этой САРН примерно такие, как у САРН с возбудителем постоянного тока. На судах БСГ находят все более широкое применение.

Примеры построения САРН валогенераторов на промышленных судах приведены в главе 3, пп. 3.4 и 3.7

Опыт эксплуатации судов показывает, что в ходовых режимах валогенератор не используется. Это объясняется стремлением судоводителей сократить время перехода на промысел, поскольку подключение ВГ в ходовом режиме несколько снижает скорость судна (ориентировочно менее одного узла). Кроме того, валогенератор не применяется в ходовом режиме также в связи с тем, что регуляторы напряжения и частоты ВГ не обеспечивают полной надежности работы при резком и значительном изменении нагрузки на гребном валу судна, например при сильном волнении моря, оголениях гребного винта.

Длительная параллельная работа ВГ с генераторами судовой сети не предусмотрена, она допускается только кратковременно при переводе нагрузки с одного генератора на другой.

Питание судовых потребителей от валогенератора возможно, но используется редко, поскольку при этом необходимо подключать ВГ методом автоматической точной синхронизации.

Сравнительные данные схем управления ВГУ промышленных судов представлены в табл. 7.1.

В результате анализа опыта эксплуатации систем автоматического управления напряжением ВГ современных промысловых судов можно сделать вывод, что они имеют много общих элементов, идентичные принципы работы и недостатки, ограничивающие более широкое применение валогенераторов на судах.

По принципу действия САУ являются замкнутыми системами управления, действующими по отклонению регулируемой величины напряжения ВГ, кроме регуляторов судов БАТМ, включающих компандные элементы.

ВГУ современных промысловых судов эксплуатируются при постоянной скорости вращения гребного вала; отклонение ее от номинального значения приводит к снижению точности поддержания требуемого номинального значения напряжения ВГ.

Для регулирования скорости судна применяется косвенный (неэлектрический) способ путем изменения шага ВРШ.

Системы стабилизации напряжения ВГ являются нелинейными системами управления, поскольку содержат нелинейные элементы (блокинг-генераторы, тиристоры и др.), имеющие нелинейные характеристики, близкие по виду к симметричным релейным характеристикам, линеаризация которых невозможна.

САУ напряжением валогенераторов содержит ряд идентичных элементов, такие как выпрямительные устройства, элементы сравнения заданного и действительного напряжения, блоки питания, устройства для ограничения величины сигнала, усилители.

Регуляторы напряжения ВГ выполнены на электронной элементной базе, в основном с использованием микромодульных схем, а также элементов дискретной электроники.

Валогенераторы представляют собой, главным образом, синхронные трехфазные генераторы переменного тока, которые на судах последней постройки являются бесщеточными.

Валогенераторы имеют близкие по величине электрические параметры: напряжение 390—400 В, частоту тока 50 Гц,  $\cos \varphi = 0,8$ , скорость вращения 1000 об/мин и соизмеримую мощность, превышающую в основном 100 кВт, что необходимо для обеспечения электроэнергией мощных траловых механизмов.

ВГУ промысловых судов имеют также близкие по характеру недостатки, ограничивающие более широкое их использование и соответственно экономии топливно-энергетических ресурсов на судах; главным отрицательным фактором является нестабильность напряжения ВГ при резких и значительных колебаниях нагрузки на гребном валу (сильное волнение моря, оголение гребного винта).

Если на промысловых судах более ранней постройки валогенераторы использовались как дополнительные источники электроэнергии для питания механизмов тралового комплекса (РТМ-С), то на судах более поздней постройки (СТМ, БАТМ, РТМК-С) валогенераторы уже играют основную роль в снабжении потребителей электроэнергии, а дизель-генераторы имеют вспомогательное значение.

Поскольку системы управления валогенераторами промысловых судов имеют одинаковую структуру и близкие принципы работы, а также недостатки одинакового характера, к ним могут быть применены идентичные принципы анализа их работы.

Частота тока зависит от частоты вращения приводного двигателя, и поэтому стабилизировать частоту тока можно воздействием на механизмы подачи топлива (или пара) в приводные двигатели. Если же в качестве приводного двигателя используют электродвигатели постоянного тока, то управляющее воздействие следует оказывать на их ток возбуждения.

Для ГА применяют два основных принципа построения регуляторов скорости вращения (САРЧ):

- по мгновенному отклонению регулируемой величины (частоты);
- по мгновенному отклонению частоты и возмущающему воздействию (нагрузке).

На первом принципе основана работа центробежных регуляторов частоты вращения приводных двигателей. К устройствам, работающим по второму принципу, относят двухимпульсные регуляторы частоты вращения приводного двигателя генератора.

**Механические регуляторы приводных двигателей, действующие по отклонению регулируемой величины.** На приводных двигателях судовых генераторов в основном устанавливают центробежные регуляторы частоты вращения, которые по принципу действия относятся к регуляторам, действующим по отклонению. Эти регуляторы могут быть как прямого, так и непрямого действия.

В регуляторах прямого действия центробежный измерительный элемент непосредственно воздействует на исполнительное устройство — рейку топливного насоса или заслонку. В регуляторах непрямого действия воздействие на исполнительное устройство передается через промежуточное звено — усилитель (серводвигатель).

Регуляторы непрямого действия могут быть с жесткими или гибкими обратными связями. Центробежный регулятор непрямого действия с гибкой обратной связью называют изодромным.

Центробежные регуляторы прямого действия просты по конструкции и надежны в эксплуатации. Однако они обладают и рядом недостатков, к числу которых относят малое быстродействие.

Регуляторы непрямого действия имеют несколько лучшие качественные показатели регулирования, однако они имеют гидравлическую систему и серводвигатели, что значительно увеличивает их размеры и повышает стоимость.

Дизель-генераторы, оборудованные обычными механическими регуляторами с гибкой обратной связью, не обеспечивают пропорционального распределения нагрузки между параллельно работающими генераторами вследствие их астатических скоростных характеристик.

Повысить качественные показатели работы систем стабилизации частоты можно, используя принцип комбинированного регулирования, который реализован в регуляторе РЧМ-50 (см. главу 3, п. 3.9).

Испытания рассматриваемого регулятора показали, что измерительный элемент с частотным полосовым фильтром обладает высокой чувствительностью и сравнительно небольшой инерционностью.

Подобные схемы двухимпульсного регулирования частоты разработаны и для паро- и газотурбогенераторов. Несмотря на то, что приводные двигатели судовых генераторов (дизели, газовые турбины и паровые турбины) отличаются друг от друга динамическими характеристиками, измерение нагрузки и частоты и введение их в схему двухимпульсного регулирования может решаться рассмотренными выше способами. Следовательно, введение импульса по нагрузке, а в некоторых случаях и по частоте позволяет скомпенсировать статическую неравномерность регулятора, улучшить качество переходного процесса, уменьшить максимальный заброс регулируемой величины при изменении нагрузки генератора и достичь равномерного распределения активной нагрузки.

По мере создания новой электронной элементной базы средств автоматики, в том числе микропроцессорных устройств, появляется возможность реализации на их основе комплексных систем автоматического регулирования ГА, выполняющих наряду с другими функции регулирования частоты вращения. В этом случае единый электронный блок повышенной эксплуатационной надежности может осуществлять все операции по управлению и регулированию ГА.

Наряду с применением микропроцессорной техники при создании перспективных САРЧ весьма важным вопросом является использование унифицированных для различных ГА исполнительных устройств. В качестве одного из возможных вариантов таких устройств можно рассматривать волновые электродвигатели (ВЭД), которые по сравнению с существующими исполнительными устройствами обладают рядом преимуществ. Будучи дискретными устройствами автоматики, они достаточно просто сопрягаются с цифровой управляющей частью, в том числе и микропроцессорной. Благодаря прецизионной



отработке перемещений и повышенной нагрузочной способности они позволяют осуществить непосредственный привод топливорегулирующих органов приводных двигателей ГА малой и средней мощности, которые являются наиболее распространенными на судах.

В динамических режимах исследованного газотурбогенератора в результате использования САРЧ с исполнительным ВЭД максимальное отклонение частоты генератора уменьшено до 0,4% при набросе 75%-ной нагрузки и до 0,6% при сбросе 100%-ной нагрузки. При этом ВЭД обеспечивает более высокую точность управления положением топливорегулирующих органов по сравнению с используемыми в настоящее время устройствами серийных судовых тепловых двигателей.

Он обладает полезным для системы автоматического регулирования частоты вращения свойством фиксации положения при отсутствии управляющих сигналов. Динамические и нагрузочные характеристики ВЭД могут быть существенно улучшены, например, путем применения импульсной схемы форсирования напряжения питания.

### **8.1. СИНХРОННЫЙ ВАЛОГЕНЕРАТОР С ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ ЧАСТОТЫ**

Статические преобразователи частоты позволяют получить стабильную частоту тока в судовой сети при переменной частоте вращения валогенератора. В последние годы в СЭЭС используются статические преобразователи частоты со звеном постоянного тока и инвертором. Каждый тиристор преобразователя выдает импульс прямоугольной формы, поэтому для обеспечения требуемого качества (формы синусоиды) напряжения ВГ необходимо увеличивать количество тириستоров и применять соответствующую схему управления.

На рис. 8.1 показана одна из первых схем такого типа с валогенератором переменной частоты вращения и отдельным синхронным компенсатором.

Схема действует следующим образом: трехфазное переменное напряжение переменной частоты, получаемое от валогенератора, подается на вход выпрямителя; далее выпрямленное напряжение преобразуется с помощью инвертора, ведомого сетью, в напряжение стабилизированной частоты, величина которой определяется частотой тока в СЭЭС. Инвертор отдает в сеть только активную мощность, а потребности сети и самого инвертора в реактивной мощности покрываются синхронным компенсатором.

Два дизель-генератора служат для питания судовой сети в случае отключения ВГУ. Схема может быть выполнена и без синхронного компенсатора. В этом случае его функции выполняют дизель-генераторы, которые перед вводом в режим синхронного компенсатора отключаются от приводящих их двигателей с помощью дистанционно управляемых муфт. Опыт эксплуатации подобных установок показал, что частота напряжения ВГ отклоняется от номинального значения в пределах 0,1 Гц. Валогенераторная установка удовлетворяет требованиям и не имеет дополнительных недостатков по сравнению с традиционной энергетической установкой.

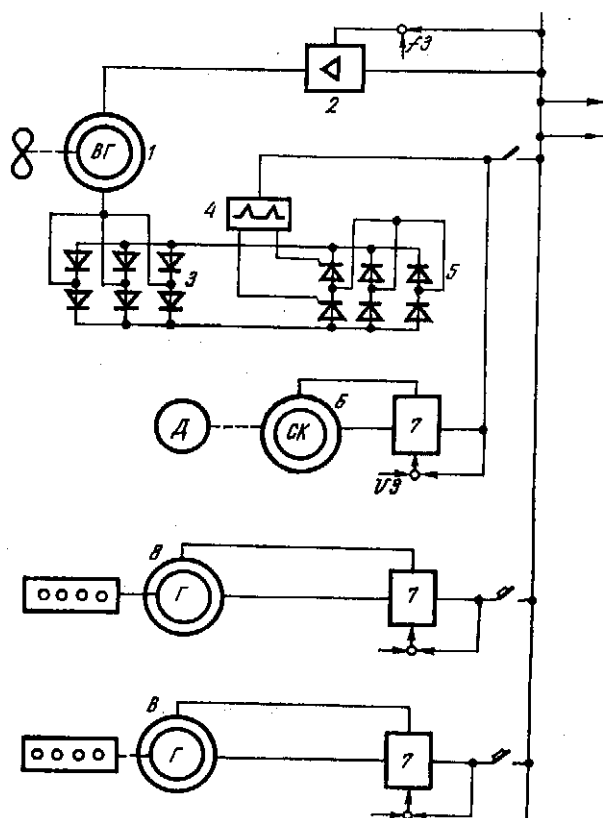
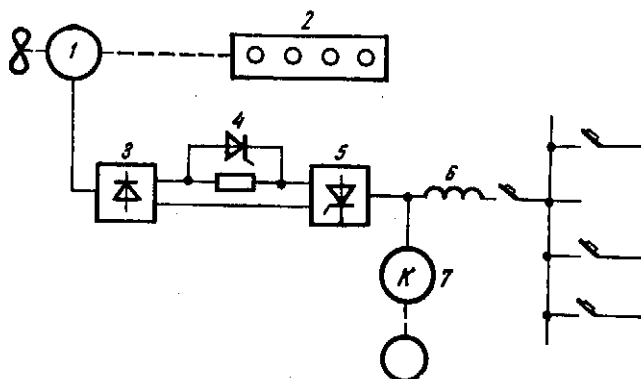


Рис. 8.1. ВГУ с отдельным синхронным компенсатором.

При использовании схемы со специальным синхронным компенсатором обеспечивается независимость работы двух источников напряжения — ВГУ и дизельной установки, что упрощает систему автоматического управления и повышает надежность ее работы за счет упрощения схемы блокировки и исключения отключающих муфт. При этом также уменьшаются размеры судовых генераторов, поскольку становятся ненужными пусковые электродвигатели и уменьшается величина расчетной нагрузки генераторов по току.

Еще одна характерная схема ВГУ с синхронным генератором и преобразователем частоты представлена на рис. 8.2. Это схема контейнеро-воза «Франкфурт Экспресс» японской фирмы «Хитати Дзосан». В ней имеются два ВГ мощностью по 1400 кВт, напряжением 440 В и частотой 60 Гц, используется винт фиксированного шага (ВФШ).



**Рис. 8.2.** ВГУ с синхронным генератором и преобразователем частоты.

При изменении частоты вращения главного двигателя — судового дизеля — ток от валогенератора поступает через преобразователь частоты со звеном постоянного тока и инвертором к сглаживающему дросселю и далее в судовую сеть.

Компенсатор фазы устанавливается параллельно с инвертором. Валогенераторная установка обеспечивает стабилизацию напряжения и частоты требуемого качества и надежную работу СЭЭС в маневренных режимах судна.

Известны схемы ВГУ с преобразователями частоты и с отбором мощности для привода различных судовых потребителей.

Схема энергетической установки контейнеровоза «Натали Дельма», включающей ВГУ со статическим преобразователем частоты и отбором мощности, показана на рис. 8.3.

В энергетической установке имеется дизель-редукторный агрегат с дизелем мощностью 8820 кВт, работающий на ВРШ, валогенератор мощностью 950 кВт, а также два вспомогательных дизель-генератора.

Схема работает следующим образом: электрический ток от валогенератора поступает в судовую сеть через преобразователь частоты; полная мощность ВГ обеспечивается при снижении частоты вращения гребного вала до 70% номинальной величины. При дальнейшем снижении частоты вращения до 50% номинальной величины мощность ВГ может уменьшиться до 760 кВт.

При выходе из строя главный двигатель автоматически разобщается с гребным валом, а валогенератор продолжает работать от ВРШ, вращающегося в режиме гидравлической турбины. В этом случае судовая сеть получает питание от дизель-генераторов, которые подключаются для приема нагрузки в течение 20 с.



раторы постоянного тока. Электроприводами, где используется постоянный ток, являются преимущественно механизмы тросового комплекса — ваерные и кабельные лебедки, а также иногда механизмы якорно-швартовых и грузовых устройств.

Для оценки возможности использования в конкретных условиях валогенераторов постоянного тока необходимо изучить их свойства как объектов управления. Возможность стабилизации номинального значения напряжения при длительном уменьшении частоты вращения ограничивается величиной максимального тока возбуждения, которая резко возрастает с уменьшением частоты вращения.

Поскольку при заданной величине напряжения на зажимах валогенератора с увеличением частоты вращения ток возбуждения необходимо уменьшать, то при повышении частоты вращения ВГ постоянного тока коэффициент статической устойчивости возбуждения генератора уменьшается. Для обеспечения достаточной устойчивости возбуждения может быть рекомендовано использование независимого возбуждения, введение в магнитную сеть материалов с повышенной коэрцитивной силой (коэрцитивная сила характеризует напряженность магнитного поля, необходимую для регулирования электромагнитной индукции), а также искусственное повышение насыщения отдельных участков магнитной цепи.

Чем больше кратность изменения тока возбуждения, тем тяжелее условия работы регулятора напряжения ВГ постоянного тока. Наиболее универсальным способом стабилизации напряжения валогенератора постоянного тока является регулирование по отклонению. В последнее время применяются регуляторы, выполненные на полупроводниковых управляемых и неуправляемых вентилях.

Преимущества валогенераторов постоянного тока можно раскрыть полнее, если использовать их при переменной частоте вращения гребного вала для питания потребителей переменного тока путем установки на выходе валогенератора инвертора, преобразующего постоянное напряжение в трехфазное переменное. При этом отпадает необходимость использования преобразователя частоты, как это имеет место в синхронном ВГ переменного тока с переменной частотой вращения. Частота вращения валогенератора постоянного тока может изменяться в широком диапазоне, что при наличии инвертора не повлияет на частоту тока потребителей переменного тока.

Принципиальная электрическая схема валогенератора постоянного тока с инвертором показана на рис. 8.4. Постоянное напряжение, вырабатываемое валогенератором постоянного тока, преобразуется с помощью инвертора в трехфазное переменное напряжение, которое поступает к судовым потребителям.

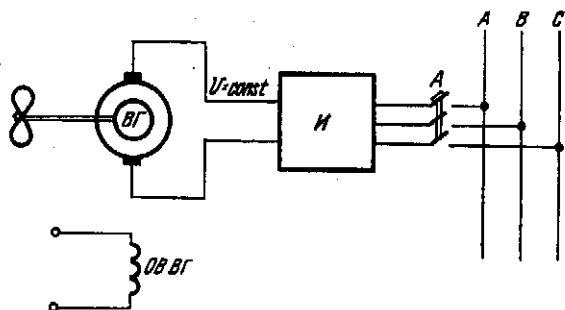


Рис. 8.4. Валогенератор постоянного тока с инвертором.

Однако в рассмотренной схеме сохраняются недостатки, свойственные машинам постоянного тока — увеличенные массогабаритные характеристики, повышенная стоимость установки и трудность ее обслуживания, обусловленная наличием коллектора и щеточного аппарата ВГ постоянного тока. При этом также возрастают и эксплуатационные расходы, связанные с содержанием квалифицированного обслуживающего персонала.

Поэтому вариант с ВГ постоянного тока с инвертором имеет меньше преимуществ по сравнению с вариантом использования ВГ переменного тока с переменной частотой вращения.

### 8.3. АСИНХРОННЫЙ ВАЛОГЕНЕРАТОР

Асинхронный валогенератор в отличие от синхронного позволяет генерировать напряжение постоянной величины при переменной частоте вращения гребного вала. Необходимо также учитывать дополнительные преимущества асинхронной машины — простоту конструкции, высокую надежность, малую стоимость. Масса асинхронных генераторов меньше примерно на 40% по сравнению с синхронными в зависимости от мощности, а стоимость меньше приблизительно в 3 раза.

Недостатком асинхронного ВГ является необходимость в дополнительном источнике реактивной мощности. Кроме того, существует зависимость отдаваемой в сеть активной мощности от частоты вращения валогенератора. Уменьшение массы и стоимости судовой электроэнергетической системы за счет применения асинхронного ВГ компенсируют увеличение габаритов и стоимости источников реактивной энергии. По мере увеличения отношения мощности асинхронного валогенератора к синхронному возрастает и степень экономической эффективности такой замены.

Надежная работа судовой ЭЭС может быть достигнута при использовании синхронного дизель-генератора, работающего параллельно с асинхронным ВГ. Такая система особенно эффективна при резких и значительных отклонениях частоты вращения валогенератора, что может возникнуть при проведении судами маневров, в штормовых условиях. В этом случае происходит автоматическое отключение асинхронного ВГ, и судовые потребители получают питание от дизель-генератора. Мощность дизель-генератора определяется мощностью потребителей, получающих питание в рассматриваемом режиме.

Наиболее экономичная работа СЭЭС может быть получена при соотношении мощностей асинхронного ВГ и синхронного дизель-генератора соответственно 70 и 30%. Диапазон изменения скольжения ВГ с помощью регулирования сопротивления ротора определяет свойства асинхронного валогенератора как элемента системы автоматического управления.

Для обеспечения устойчивости параллельной работы асинхронного ВГ с синхронным генератором система автоматического управления валогенератора должна поддерживать постоянство мощности, отдаваемой им в судовую сеть при изменении частоты вращения гребного вала (рис. 8.5). Гиперболические кривые, соответствующие постоянству мощности, показаны на рис. 8.5. Здесь же показаны механические характеристики асинхронного ВГ при различных сопротивлениях ротора. При изменении частоты вращения валогенератора режим его работы будет изменяться таким образом, что рабочая точка будет перемещаться по одной из гиперболических кривых и при этом «пересекать» механические характеристики ВГ, соответствующие различным величинам сопротивления ротора.

Таким образом, изменяя сопротивление ротора валогенератора в соответствии с изменением режима его работы, определяемым мощ-

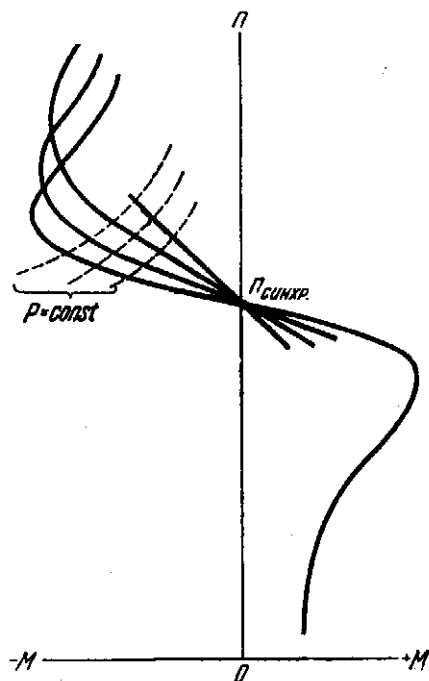


Рис. 8.5. Механическая характеристика асинхронного ВГ.



ностью нагрузки, мы можем получить постоянство мощности асинхронного ВГ при переменной частоте вращения гребного вала.

Возможна и автономная работа асинхронного ВГ. Для этого в качестве источника реактивной мощности используются конденсаторы, которые подключаются к обмотке статора валогенератора.

Вследствие необходимости в дополнительных источниках реактивной мощности применение асинхронных ВГ с переменной частотой вращения следует считать ограниченным.

#### **8.4. СИНХРОННЫЙ ВАЛОГЕНЕРАТОР С ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИМИ ПЕРЕДАЧАМИ**

В последнее время разработаны устройства, позволяющие стабилизировать частоту вращения валогенератора при переменной частоте вращения главного двигателя. Это электромеханические и гидромеханические передачи с изменяемым передаточным отношением.

Рассмотрим регулируемые ВГУ, выполненные на основе электро-механической передачи с изменяемым передаточным отношением. В состав электромеханической передачи входит дифференциальный механизм и электрический контур регулирования. Конструктивно дифференциальный механизм включает в себя три соосно расположенных внешних вала, из которых входной соединен с ГД, выходной — с синхронным ВГ, а регулирующий — с регулирующей электрической машиной постоянного или переменного тока. В электрический контур регулирования включается также устройство управления, выполняемое в виде тиристорного преобразователя, соединенного с синхронным ВГ. С помощью контура управления обеспечивается такое изменение частоты вращения регулируемого вала дифференциального механизма, при котором достигается постоянство частоты вращения и соответственно частоты напряжения ВГ.

Это простые по конструкции и экономичные установки. Для максимального сокращения установленной мощности элементов контура управления нужно, чтобы частота вращения регулирующей машины изменялась в обоих направлениях ориентировочно до номинального значения.

Рассмотрим схему ВГУ с контуром регулирования, построенным на основе регулирующей машины постоянного тока и тиристорного преобразователя по трехфазной нулевой схеме (рис. 8.6). Система автоматического управления выдает импульсы для управления тиристорами по сигналу частоты вращения на входного вала дифференциального механизма и по сигналу отклонения  $\Delta f$  частоты напряжения синхронного ВГ от заданной уставки  $f_n$ . Среднее значение выпрямленного или инвертируемого напряжения постоянного тока, постоянное напряжение на якоре



агрегат состоит из индукторной муфты скольжения, приводимой во вращение клиноременной передачей от коленчатого вала неререверсивного главного двигателя с переменной частотой вращения. Частота вращения вала ГД и частота напряжения ВГ поддерживаются неизменными благодаря регулированию тока возбуждения муфты с регулятором РВ через имеющиеся на роторе ИМС контактные кольца.

Регулятор РВ включает в себя датчики частоты, напряжения, активной составляющей тока нагрузки ВГ и выходной магнитно-тиристорный усилитель. Регулятор обеспечивает поддержание частоты ВГ с точностью 1–2% в статическом режиме и 5% в динамическом режиме. Установка применяется на речных судах с ВГ переменного тока небольшой мощности.

В последнее время промышленностью выпущены муфты серии БИМС (бесконтактная индукторная муфта скольжения), из которых конструктивно исключены контактные кольца. Это повышает надежность работы подобных муфт. Для малотоннажных судов начата разработка агрегата ИМС-ВГ, в котором муфта и валогенератор объединены в одном корпусе, что позволит резко сократить габариты и массу ВГУ. Важным показателем ВГУ является КПД стабилизирующего устройства  $\eta$ . Для муфты ИМС  $\eta = 1 - S$ , где  $n_2 = \text{const}$ .

$$S = \frac{n_1 - n_2}{n_2}$$

В связи с этим приемлемые значения КПД, равные 0,85 и более, обеспечиваются только в узком диапазоне частот вращения главного двигателя.

$$D = \frac{n_{1\max}}{n_{1\min}} \cdot \frac{1}{1 + S_H}$$

При тщательном подборе передаточного числа от главного двигателя к ведущему валу ИМС и небольшой мощности ВГ допустимый диапазон перекрывает основные ходовые режимы судна. Если валогенератор имеет большую мощность, потери в муфте скольжения становятся ощутимыми, и необходимо искать пути повышения КПД стабилизирующего устройства.

В связи с этим предложена каскадная электромагнитная муфта скольжения (ЭМС). Якорь первой муфты с трехфазной обмоткой и индуктор второй муфты также с трехфазной обмоткой расположены на ведомом валу, а индуктор первой муфты с обмоткой возбуждения постоянного тока и якорь второй муфты с короткозамкнутой обмоткой — на ведущем валу. Трехфазные обмотки соединены между собой. Возбуждение индуктора второй муфты осуществляется трехфазным током.

При вращении ведущего вала частота тока возбуждения второй муфты равна:

$$f = \frac{p_1(n_1 - n_2)}{60},$$

а частота вращения поля индуктора определяется выражением:

$$n_{\pi} = \frac{p_1}{p_2} (n_1 - n_2).$$

Скольжение индуктора равно  $S_1 = n_1 - n_2/n_1$ , а скольжение якоря равно  $S_2 = s_1/p_2$ . Таким образом, скольжение якоря второй муфты уменьшается в  $p_2$  раз и соответственно возрастает КПД, который при больших скольжениях больше КПД обычной муфты на 22–25%.

Силовым каскадом является вторая муфта с трехфазной обмоткой возбуждения, а положительный эффект достигается изменением частоты тока возбуждения. Частотное регулирование может осуществляться по схеме, изображенной на рис. 8.7, б. При этом стабилизация частоты тока валогенератора обеспечивается путем регулирования частоты тока возбуждения муфты по закону

$$f_{\pi} = \frac{n_1 - n_2}{60} p,$$

т. е. в функции величины  $n_1$ .

Представляет интерес возможность объединения с помощью частотно регулируемой ЭМС главной силовой установки и электростанции судна в единую энергетическую установку. В такой установке муфта с трехфазной обмоткой возбуждения выполняет роль электромеханического дифференциала, на выходном валу которого суммируется мощность вспомогательных дизель-генераторов и главного двигателя. Для передачи мощности вспомогательных ДГ к обмотке муфты используется преобразователь частоты. Работая в режиме генератора, муфта передает момент от двигателя к гребному винту и через преобразователь частоты производит питание судовых потребителей. Имеются также другие варианты схем ВГУ с электромагнитными муфтами скольжения.

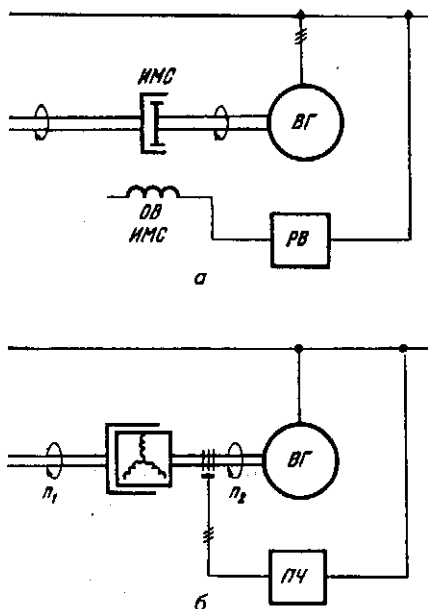


Рис. 8.7. ВГУ с индукторной (а) и электромагнитной (б) муфтами скольжения.

## 8.6. СИНХРОННЫЙ ВАЛОГЕНЕРАТОР С ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ПЕРЕДАЧЕЙ

Конструкции гидромеханических передач с изменяемым передаточным отношением имеют свои особенности. Рассмотрим их на примере устройства отбора мощности (рис. 8.8). В передачу включены гидравлический контур с насосом и гидромотором и дифференциальный механизм. Гидравлическая машина 1 имеет регулируемую подачу и механически соединена с входным валом передачи. Машина 2 механически связана с солнечной шестерней дифференциального механизма 5 через планетарный редуктор 3, а гидравлически — с машиной 1.

Гидромеханическая передача работает следующим образом. При номинальном значении частоты вращения вала гидравлический контур не работает и солнечная шестерня находится без движения; при увеличении частоты вращения входного вала передачи выше номинального значения солнечная шестерня начинает вращаться в направлении передаваемого момента (в этом случае машина 2 работает в режиме насоса, а машина 1 — в режиме гидромотора, возвращая избыток мощности на входной вал передачи); при уменьшении частоты вращения входного вала машина 1 работает как насос, а машина 2 как гидромотор, и солнечная шестерня вращается в сторону противоположного направлению момента.

Мощность, циркулирующая в гидравлическом контуре, пропорциональна общей передаваемой мощности и отклонению частоты враще-

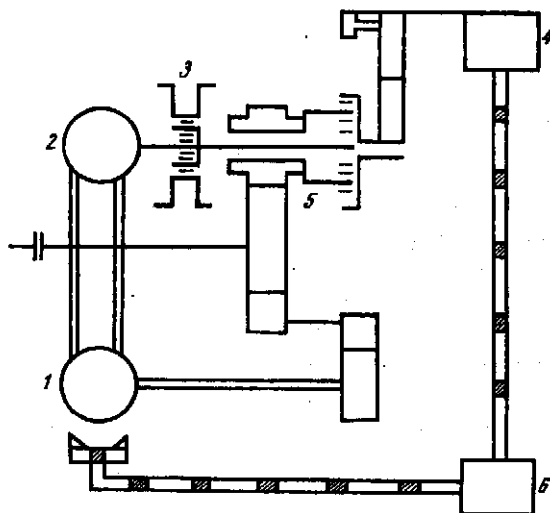


Рис. 8.8. Устройство отбора мощности с гидромеханической передачей.

ния входного вала от заданной величины. Оптимизация величины расчетной частоты вращения входного вала позволит уменьшить до минимума мощность регулирующей гидравлической машины.

Изменения частоты вращения и мощности передачи ограничиваются верхним пределом мощности гидравлической машины, которая обычно не превышает 250 кВт. КПД передачи зависит от диапазона регулирования частот вращения и уменьшается при расширении последнего. Гидравлические системы контроля и управления обеспечивают точность поддержания частоты вращения  $\pm 1,5\%$ . Стоимость ВГ с гидромеханической передачей несколько выше, чем стоимость автономного ДГ той же мощности, но меньше стоимости ВГ с тиристорным преобразователем частоты.

На основании сравнения технико-экономических данных рассмотренных вариантов современных валогенераторных установок с точки зрения их использования на рыбопромысловых судах можно заключить, что ВГУ на основе асинхронного генератора не является лучшим вариантом, поскольку нуждается в дополнительных громоздких источниках реактивной мощности.

Асинхронизированные синхронные генераторы не являются распространенным типом электрических машин, и их применение ограничено. Использование генератора постоянного тока с инвертором требует существенной перестройки энергетической установки судна, поскольку в настоящее время в качестве валогенераторов используются в основном машины переменного тока. Кроме того, при использовании валогенератора постоянного тока вновь появляются недостатки, свойственные машинам постоянного тока: увеличенные массогабаритные характеристики, сложность обслуживания и большая стоимость установки.

Наиболее целесообразными вариантами для использования на промысловых судах являются ВГУ на основе синхронного генератора с электро- и гидромеханическими передачами, а также с тиристорным преобразователем частоты. В этом случае не требуется коренной переделки энергетической установки судна. В составе валогенераторной установки появляются лишь новые элементы, относительно простые с точки зрения их размещения на судне, надежные в работе и не требующие дополнительного обслуживания. Качество электроэнергии, получаемое в таких установках, соответствует требованиям Регистра РФ к ЭЭС промысловых судов.

## **8.7. АСИНХРОННОЕ ВОЗБУЖДЕНИЕ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА**

Электроснабжение потребителей ряда судов осуществляется от валогенераторов (ВГ), частота вращения которых зависит от многих фак-

торов и меняется при изменении режимов работы судна или волнении моря. Для судовых валогенераторных установок проблема стабилизации частоты вращения и, следовательно, частоты напряжения синхронных валогенераторов является актуальной.

Существует ряд способов поддержания неизменной частоты выходного напряжения синхронного генератора (СГ), вал которого вращается с изменяющейся частотой вращения. Одним из этих способов является возбуждение СГ переменным трехфазным током, частота которого равна разности синхронной частоты (50 Гц).

Таким образом, частота выходного напряжения СГ равна  $n = n_b \pm n_m$ .

Знак плюс соответствует одинаковому направлению вращения вала генератора и магнитного поля возбуждения, а знак минус — встроенному. Иначе говоря, знак плюс соответствует частоте вращения вала генератора ниже синхронной, а знак минус выше синхронной.

Таким образом, изменяя частоту вращения магнитного поля возбуждения относительно ротора СГ, можно стабилизировать частоту его выходного напряжения при изменении частоты вращения вала.

Возбуждение переменным трехфазным током позволяет уменьшить или увеличить нагрузку на вал первичного двигателя.

Действительно мощность на валу синхронной машины

$$P = M \cdot \omega_b = \frac{2\pi \cdot M \cdot n_b}{60},$$

где  $M$  — момент сопротивления на валу машины, Н·м;  $\omega_b$ ,  $n_b$  — частота вращения ротора машины, 1/с; об/мин.

Вместе с тем нагрузка синхронного генератора равна

$$P = 3EI \cos \varphi = \sqrt{3E^2 \Phi} G,$$

где  $E$ ,  $I$  — э.д.с. и ток фазы якоря генератора (В, А) соответственно;  $\cos \varphi$  — коэффициент мощности;  $G$  — активная проводимость нагрузки, См.

С другой стороны э.д.с. фазы генератора пропорциональна частоте вращения магнитного поля  $n$  и магнитному потоку

$$E_\Phi = C_E \cdot \Phi \cdot n,$$

где  $C_E$  — электромагнитная постоянная машины.

Тогда, приравнявая выражения, получим

$$\begin{aligned} M &= C_0 \cdot \Phi^2 \cdot n^2 \cdot G, \\ P &= 3C^2 \cdot \Phi^2 \cdot n^2, \end{aligned}$$

Получаем выражение механической характеристики машины

$$M = C_0 \cdot \Phi^2 G \left(1 \pm \frac{n_m}{n_b}\right)^2. \quad (8.1)$$

Из выражения (8.1) следует что, меняя частоту напряжения возбуждения  $n_m$ , можно изменить момент сопротивления  $M$  на валу машины. Для параллельно работающих агрегатов это означает возможность изменения распределения активной нагрузки между генераторами.

С целью экспериментальной проверки предлагаемого способа создан макет лабораторной установки. В процессе испытаний исследуется физический макет синхронного генератора с асинхронным возбуждением с целью стабилизации частоты вращения СГ путем изменения величины напряжения, подводимого к трехфазной обмотке ротора.

В качестве СГ использована асинхронная машина с фазным ротором, выполняющим роль индуктора генератора, на который подается трехфазное напряжение возбуждения от синхронного генератора — возбудителя (СВ). При этом частоту напряжения возбуждения можно изменить, регулируя частоту вращения двигателя постоянного тока (ДПТ) (т. е. его возбуждения), приводящего во вращение синхронный генератор — возбудитель (СВ).

В лабораторной электромеханической установке использованы машины со следующими номинальными данными:

приводной двигатель (АД) синхронного генератора:

тип 4АМ10052УЗ,  $P = 4$  кВт,  $U = 380$  В,  $I = 7,8$  А,  $n = 2880$  об/мин;

синхронный генератор (СГ):

тип МТФ 111-6,  $P = 3,5$  кВт,  $U = 380/220$  В,  $I = 10,8/18,7$  А,  $n = 900$  об/мин;

синхронный возбудитель (СВ):

$P = 1$  кВт,  $U = 220$  В,  $n = 3000$  об/мин, КПД 80%,  $\cos \phi = 0,8$ ;

двигатель постоянного тока (ДПТ):

тип П21,  $U = 220$  В,  $I = 9$  А,  $n = 3000$  об/мин, КПД 77%.

В ходе эксперимента исследовалось влияние изменения тока возбуждения ДПТ на изменение частоты напряжения синхронного генератора и его стабилизацию. Некоторые результаты физического моделирования представлены в табл. 8.1.



### 8.1. Результаты исследований лабораторного макета синхронного генератора с асинхронным возбуждением

№ пп.	$I_a$ ДПТ, А	$N_{св}$ , об/мин	$U_{св}$ , В	$I_{св}$ , А	$n_{сг}$ , об/мин	$U_{сг}$ , В
-------	--------------	-------------------	--------------	--------------	-------------------	--------------

*I-var*

1	0,2	2200	50	4,2	1450	280
2	0,175	1800	50	5,8	1420	320
3	0,15	1800	50	6,0	1400	350

*I-var*

4	0,1	2100	60	6,0	1450	360
5	0,06	2300	73	6,0	1430	360
6	0,04	2400	78	6,0	1410	360

В результате физического моделирования стабилизации частоты синхронного генератора с асинхронным возбуждением можно сделать следующие выводы.

1. Частота напряжения синхронного генератора изменяется в пределах  $50 \pm 2,5$  Гц (в относительных единицах  $1 \pm 0,05$ ) при регулировании тока возбуждения приводного двигателя синхронного возбудителя  $0,1 \pm 0,04$  А (в относительных единицах  $1 \pm 0,4$ ).
2. Скорость вращения СГ изменяется в пределах от 1410 до 1450 об/мин при изменении тока возбуждения ДПТ в пределах от 0,04 до 0,2 А соответственно.
3. При изменении скорости вращения СГ за счет изменения тока возбуждения ДПТ достигается стабилизация скорости вращения СГ, равной 1420 об/мин.
4. Напряжение СГ при поддержании неизменной его скорости вращения сохраняется стабильным и составляет приблизительно 360 В.
5. При использовании предлагаемого способа возможна стабилизация частоты напряжения синхронного генератора в пределах статической точности, регламентированной Регистром РФ ( $U_{ном} \pm 3\%$ ).

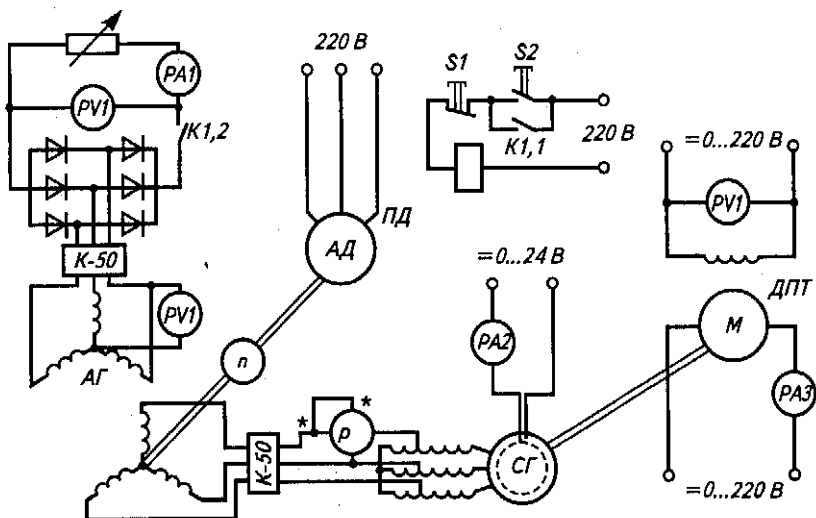


Рис. 8.9. Схема экспериментальной установки асинхронного регулирования СГ.

Макет лабораторной установки можно рассматривать как систему подчиненного управления (СПУ). Поэтому для стабилизации частоты напряжения СГ целесообразно использовать астатический интегрально-пропорциональный регулятор частоты (ИП-РЧ), реализованный в виде корректирующего звена (КЗ) ИП-типа, включенного в обратную связь, охватывающую действующий усилитель регулятора напряжения.

Стабилизация частоты выходного напряжения генератора переменного тока при меняющейся частоте вала первичного двигателя не является единственной областью возможного применения способа возбуждения машин переменного тока переменным трехфазным током.

Предлагаемый способ можно использовать для обеспечения параллельной работы синхронных генераторов с различной частотой вращения приводных двигателей, а также для автоматической синхронизации генераторов при включении их на параллельную работу.

## **8.8. КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ СУДОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

От качества изоляции зависит работоспособность электрооборудования СЭЭС, бесперебойность электроснабжения, безаварийность обслуживания. Основным параметром, определяющим состояние изоляции, является ее сопротивление. Его величина зависит от факторов внешней среды, особенно от температуры и влажности. Существуют нормы сопротивления изоляции судового электрооборудования. Например, по Правилам Регистра РФ нормальное сопротивление изоляции для электрических машин должно составлять 0,7 МОм.

На судах отечественной постройки используется прибор контроля изоляции типа ПКИ. Работа прибора построена на применении постоянного тока, накладываемого на электрическую систему. Схема прибора предусматривает возможность задания пяти установок срабатывания по сопротивлению изоляции сети с различными погрешностями. Прибор используется в сетях одно-трехфазного переменного тока напряжением 400 В, частотой 50 и 400 Гц и незаземленной нейтралью как при наличии, так и при отсутствии напряжения в контролируемой сети.

При использовании прибора проводится поочередное отключение фидеров от ГРЩ и определяется фидер с пониженным сопротивлением, которое затем восстанавливают. Процесс отличается трудоемкостью, многое зависит от опыта судовых специалистов.

На современных крупных судах применяется система диагностирования изоляции. Здесь устанавливаются приборы ПКИ на каждый фидер и на крупные электрические машины. Эта система определяет элемент или участок сети с дефектом изоляции. Сигналы передаются на табло в ЦПУ судна. Это позволяет значительно упростить процедуру определения фидера с пониженным сопротивлением изоляции и тем самым снизить трудоемкость и время, необходимое для контроля изоляции судовых сетей.

### **9.1. НАЗНАЧЕНИЕ, СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ЗАЩИТЕ СЭЭС**

Объектом защиты СЭЭС являются как сама система, так и отдельные ее элементы: генераторные агрегаты, преобразователи электроэнергии, электрораспределительные щиты, кабельные трассы и т. д. Защита СЭЭС должна выявлять повреждение или ненормальный режим работы электроэнергетической системы, определять в ней место повреждения, проводить необходимые отключения или обеспечивать сигнализацию. При этом она не должна ложно срабатывать при всех нормальных режимах СЭЭС (при синхронизации, пуске электродвигателей и т. д.), а также при повреждениях ее элементов, защищаемых другими аппаратами защиты.

К защите СЭЭС предъявляют ряд требований, основными из которых являются: полнота защищенности, избирательность, быстродействие, чувствительность, надежность, устойчивость к электродинамическому и термическому действиям токов.

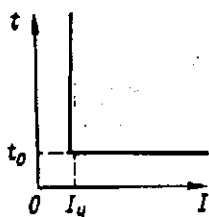
Полнота защищенности определяется обеспеченностью электрооборудования СЭЭС необходимыми видами защиты и степенью охвата ее частей средствами защиты. Для обеспечения этого требования устанавливают границы защищаемых участков СЭЭС и на каждом из них определяют необходимый состав средств защиты.

Избирательность (селективность) защиты состоит в том, что защита отключает поврежденный элемент или участок СЭЭС, а остальные части системы остаются включенными. Избирательность обычно обеспечивают путем настройки защиты смежных участков СЭЭС на разное время срабатывания (введение ступеней выдержек времени) и реже путем настройки защиты смежных участков на разный ток срабатывания (избирательность по току).

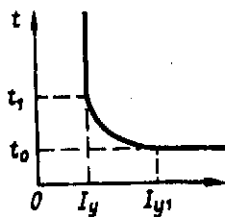
Быстродействие защиты необходимо в первую очередь для предотвращения вредных последствий режима к.з в СЭЭС, для чего должно быть соблюдено следующее условие

$$t_c \leq t_{\text{д.к.}}, \quad (9.1)$$

где  $t_c$  — время срабатывания защиты;  $t_{\text{д.к.}}$  — допустимое время существования к.з.



**Рис. 9.1.** Идеальная время-токовая характеристика аппарата защиты от тока к.з.



**Рис. 9.2.** Реальная время-токовая характеристика аппарата защиты от тока к.з.

Желательно, чтобы  $t_c$  было близким к нулю. Однако при этом возможно ухудшение других свойств защиты, например избирательности, надежности и т. д. Величину  $t_{д.к}$  определяют в основном следующие факторы: пожароопасность и опасность для обслуживающего персонала; разрушающее действие дуги на электрооборудование; нарушение устойчивости работы СЭЭС и ухудшение качества электроэнергии.

Основную часть времени срабатывания защиты при к.з. составляют ступени выдержек времени ( $\Delta t$ ), которые вводятся для обеспечения избирательности защиты СЭЭС. С ростом мощности и усложнением структуры СЭЭС увеличивается количество ступеней выдержек времени и поэтому уменьшение  $\Delta t$  в аппаратах защиты является важным направлением их совершенствования.

Характеристикой быстродействия защиты является зависимость времени ее срабатывания от тока (время-токовая характеристика). Идеальная время-токовая характеристика защиты от к.з. имеет вид, показанный на рис. 9.1, где  $t_c$  соответствует току установки  $I_y$ . В реальных аппаратах защиты время-токовая характеристика имеет вид, показанный на рис. 9.2, где току  $I_y$  соответствует время  $t_1 > t_c$ . Для обеспечения минимального времени срабатывания  $t_c$  ток установки следует увеличить до  $I_{y1}$ . Обычно  $I_{y1} = (1,3 - 1,7) I_y$ .

Выдержка времени срабатывания защиты СЭЭС от перегрузки при этом должна быть такой, чтобы не допустить ее ложных срабатываний в нормальных эксплуатационных режимах (при синхронизации, включении нагрузки и т. п.), т. е.

$$t_c \geq t_{п.п}, \quad (9.2)$$

где  $t_{п.п}$  — время переходного процесса нормального режима.

Чувствительность — свойство защиты выявлять повреждение или ненормальный режим и быть отстроенной от ложных срабатываний в нормальных режимах. Чувствительность обеспечивают выбором

уставки аппарата защиты  $A_y$  в соответствии с выражением

$$A_{\text{раб max}} < A_y < A_{\text{авар min}}, \quad (9.3)$$

где  $A_{\text{раб max}}$  — максимальное значение уставки (тока, напряжения и т. д.) в нормальном эксплуатационном режиме;  $A_{\text{авар min}}$  — минимальное значение уставки в аварийном режиме.

Применительно к защите от токов к.з. выражение (9.3) принимает вид

$$I_{\text{раб max}} < I_y < I_{\text{к min}}, \quad (9.4)$$

где  $I_{\text{раб max}}$  — максимальное значение тока в нормальных режиме;  $I_y$  — уставка по току срабатывания защиты;  $I_{\text{к min}}$  — минимальное значение тока в расчетной точке при к.з. через электрическую дугу.

Для случая дугового к.з. в СЭЭС условие (9.4) не всегда удается обеспечить из-за сильного токоограничивающего действия дуги или больших значений  $I_{\text{раб max}}$  при переходных процессах. При использовании выдержек времени токовая уставка должна быть такой, чтобы за время выдержки (после отключения к.з. защитой с меньшим временем срабатывания) токовый элемент смог вернуться в исходное состояние. При этом ток возврата защиты  $I_{\text{возвр}}$ , определяемый через коэффициент возврата  $k_v = I_{\text{возвр}}/I_y$ , должен быть больше переходного тока в послеаварийном режиме  $I_{\text{п.а. max}}$ . Выражение (9.4) для этого случая имеет вид

$$I_{\text{п.а. max}} / k_v < I_y < I_{\text{к min}}. \quad (9.5)$$

Коэффициент  $k_v$  для электромагнитных расцепителей АВ составляет 0,5–0,8.

Ввиду необходимости отстройки защиты от токов  $I_{\text{раб max}}$  выбор уставки срабатывания следует осуществлять по выражению

$$I_y \geq k_n I_{\text{раб max}}, \quad (9.6)$$

где  $k_n$  — коэффициент надежности.

Коэффициент надежности всегда больше единицы. Его выбор определяется погрешностью чувствительного элемента (реле или разделителя), значением рабочего параметра, пускового тока и др.

Надежность защиты оценивается вероятностью срабатывания защиты при возникновении повреждения или ненормального режима на защищаемом участке СЭЭС и вероятностью отсутствия ложных срабатываний в нормальных режимах и при повреждениях, возникающих вне зоны защиты. Системы и устройства защиты СЭЭС должны иметь надежность, на порядок превышающую надежность защищаемого электрооборудования.

Важнейшим требованием, предъявляемым к аппаратам и устройствам защиты, через которые могут протекать токи к.з., является устойчивость к электродинамическому и термическому действиям токов к.з. Автоматические выключатели и предохранители должны быть способны отключать предельные токи к.з.

Кроме указанных выше основных требований, к аппаратам и устройствам защиты предъявляют еще такие дополнительные требования, как компактность, удобство эксплуатации и др.

Компактность является важной, а в некоторых случаях определяющей характеристикой средств защиты. В СЭЭС основным видом аппаратов защиты являются АВ, устанавливаемые на ГРЩ. От количества установленных АВ зависят размеры ГРЩ, которые могут повлиять на архитектуру судна. Поэтому разработка компактных АВ является важным направлением совершенствования защиты СЭЭС.

Обеспечение удобства эксплуатации, т. е. технического использования, обслуживания и ремонта, становится в условиях усложнения СЭЭС важной задачей. К удобству эксплуатации близко требование удобства монтажа

Все перечисленные выше требования в совокупности определяют технико-экономическую эффективность защиты, которая может быть определена с помощью соответствующих показателей, под которыми понимают числовые характеристики, оценивающие степень приспособленности защиты к выполнению каждого требования, предъявляемого к защите.

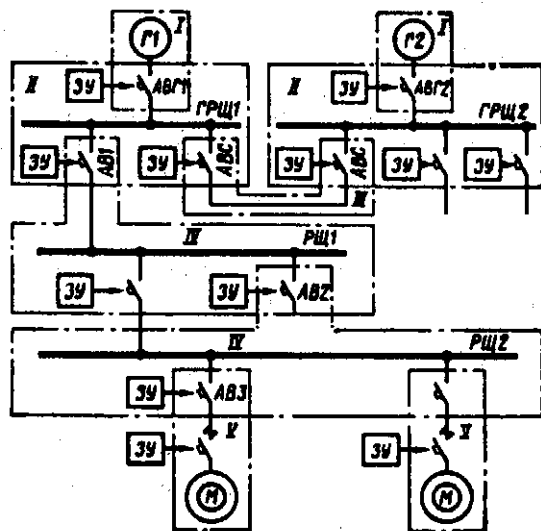


Рис. 9.3. Структурная схема защиты СЭЭС.

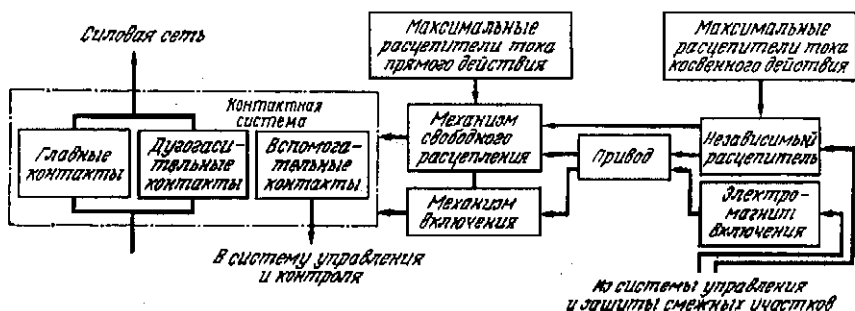


Рис. 9.4. Структурная схема АВ.

Общая структура защиты СЭЭС показана на рис. 9.3 применительно к схеме СЭЭС с двумя генераторами. Генераторы Г1 и Г2 подключают к ГРЩ генераторными выключателями АВГ1 и АВГ2. Секции ГРЩ разделены секционными автоматическими выключателями АВС (на многих судах иностранной постройки вместо АВС устанавливают разъединители). Здесь потребители электроэнергии получают питание либо от ГРЩ, либо от отсечных электрораспределительных щитов РЩ1. Следующие ступени распределения — групповые электрораспределительные щиты РЩ2.

Для организации системы защиты в СЭЭС выделяют следующие типовые защищаемые участки (зоны защиты): источники электроэнергии с фидерами питания (участок I), секции ГРЩ (участки II), кабельные перемиčky (участок III), РЩ2 с фидерами питания (участок IV), потребители электроэнергии с фидерами питания (участок V).

Разделение СЭЭС на типовые защищаемые участки является важным принципом построения ее защиты, позволяющим выбрать типовые системы защиты для каждого из участков и рационально организовать связи между защитами отдельных участков.

Как видно из рис. 9.3, защита СЭЭС обеспечивается с помощью автоматических выключателей или предохранителей, контакторов и защитных устройств (ЗУ). Основными элементами защиты СЭЭС являются: автоматические выключатели (рис. 9.4) и защитные устройства (рис. 9.5).

Основными элементами защитного устройства являются блоки: измерительный, обработки информации, выходной, питания, контроля отказов и сигнализации.

Измерительный блок обеспечивает получение исходной информации и преобразование ее к виду, удобному для последующего использования. В его состав входят различные фильтры, схемы сравнения, формирователи импульсов и т. д.



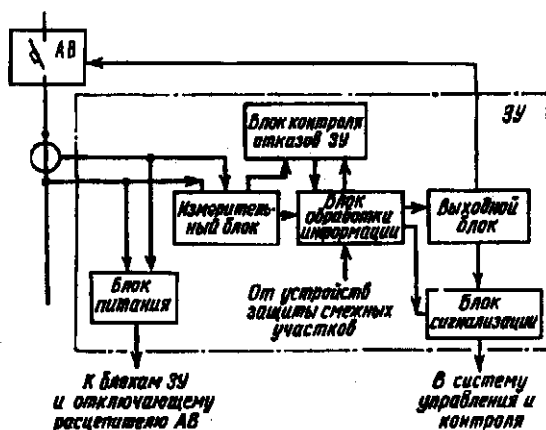


Рис. 9.5. Структурная схема защитного устройства.

В блоке обработки информации происходит сравнение сигналов от измерительных блоков с эталонными и проводятся соответствующие логические операции. На выходе этого блока формируется сигнал релейного вида.

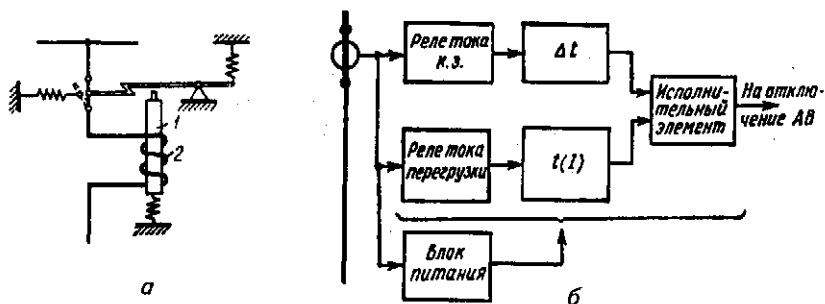
Выходной блок усиливает, а в ряде случаев запоминает сигнал, поступающий с блока обработки информации, и подает сигнал на отключение АВ.

Блок питания обеспечивает электроэнергией все остальные блоки, а также устройства защиты от токов к.з. и независимый расцепитель АВ.

Блок контроля отказов и блок сигнализации используют для повышения надежности сложных устройств защиты.

Схема ЗУ (см. рис. 9.5) характерна для сложных видов защит, например для комплексной защиты генераторов. Самым простым и распространенным видом ЗУ являются максимальные расцепители тока к.з. и тока перегрузки, обычно выполняемые на электромагнитных элементах и встраиваемые в автоматические выключатели. Максимальные расцепители бывают: первичными или вторичными (в зависимости от того, включены ли они непосредственно в силовую цепь или получают сигнал от промежуточных трансформаторов); прямого или косвенного действия (в зависимости от того, воздействуют ли они непосредственно на механизм свободного расцепления или через независимый расцепитель).

В отечественных АВ обычно используют первичные расцепители прямого действия (рис. 9.6, а). Для создания выдержек времени в АВ применяют различного рода замедлители — механические, гидравлические, воздушные. В некоторых автоматических выключателях



**Рис. 9.6.** Схемы расцепителей максимального тока:

- а* — кинематическая схема первичного расцепителя прямого действия (1, 2 — соответственно якорь и катушка электромагнита);  
*б* — структурная схема вторичного расцепителя косвенного действия.

(например, в АВ серии АЗ700) используют встроенный электронный вторичный максимальный расцепитель косвенного действия (рис. 9.6, б).

Из рассмотрения общей структуры защиты СЭЭС видно, что АВ и ЗУ, как правило, komponуются совместно, устанавливаются в начале защищаемого участка и представляют собой автономные подсистемы. Для обеспечения их избирательности и резервирования необходимо предусматривать координацию функций этих подсистем на основе использования согласованных выдержек времени и время-токовых характеристик.

## 9.2. ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Генераторы СЭЭС могут оказаться в ненормальных режимах работы, вызванных перегрузкой, внешними или внутренними к.з., переходом в двигательный режим, большим снижением напряжения или частоты.

Защита генераторов от перегрузки и внешних к.з. обычно осуществляется с помощью селективных, универсальных или установочных автоматических выключателей, имеющих соответствующие время-токовые характеристики. Указанные АВ защищают генераторы в зоне токов к.з., отключая их за время 0,05–1,0 с. При значениях тока перегрузки до  $2I_n$  АВ обеспечивают отключение защищаемого объекта за несколько минут. Для генераторов мощностью до 50 кВт допускается применение плавких предохранителей.

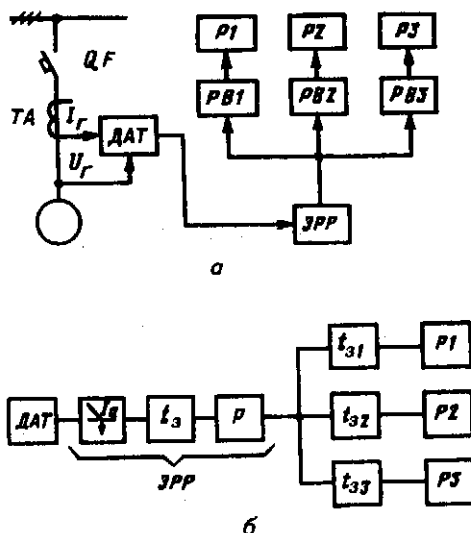


Рис. 9.7. Функциональная (а) и структурная (б) схемы УРГ.

Для большей части отечественных генераторов и приводных турбин допустимое время работы при перегрузке 10, 25 и 50% составляет соответственно 2 ч, 30 мин и 5 мин. Для вспомогательных дизелей допускается работа в течение 1 ч при перегрузке 10%. Поэтому уставки параметров защиты и ее структура для дизель- и турбогенераторов могут различаться.

На судах отечественной постройки для защиты генераторов с их приводными двигателями от перегрузок в зоне 0—30%, кроме автоматических выключателей, применяют устройства разгрузки генераторов типа УРГ и УТЗ.

Устройство УРГ срабатывает при превышении нагрузки генераторов на 10—15% ее номинального значения. Для исключения ложных срабатываний устройства при пуске асинхронных короткозамкнутых двигателей генераторы отключаются не сразу, а с выдержкой времени 3—10 с для первой группы потребителей электроэнергии и 2—5 с — для последующих групп.

Потребители каждой группы подключаются к соответствующим шинам через автоматический выключатель, на отключающую катушку которого подается импульс от УРГ (рис. 9.7, а).

Устройство состоит из датчика активного тока ДАТ, электронного реле режима ЭРР, исполнительных реле P1, P2, P3 трех ступеней отключения потребителей к реле времени PB1, PB2, PB3. На структурной схеме УРГ (рис. 9.7, б) обозначено:  $I_a$  — сравнение выходного сигнала

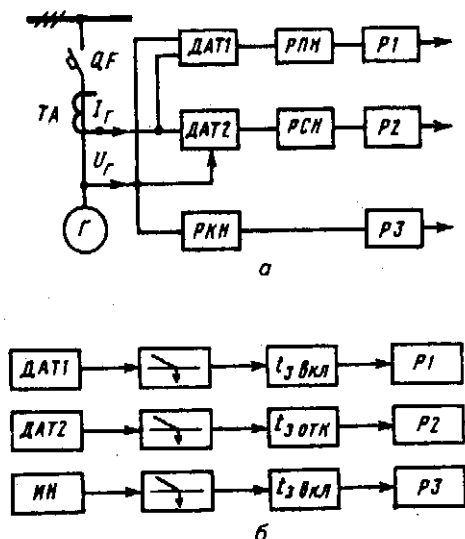


Рис. 9.8. Функциональная (а) и структурная (б) схемы УВР.

датчика активного тока с током уставки;  $t_3$ ,  $t_{31}$ ,  $t_{32}$ ,  $t_{33}$  — временные задержки на включение реле Р и на отключение первой, второй, третьей группы потребителей электроэнергии.

В аварийных генераторах целесообразно иметь сигнализацию о перегрузке. В зависимости от изменения нагрузки на электростанции изменяется количество параллельно работающих генераторов. На современных судах это осуществляется с помощью устройства автоматического включения резервного ДГ типа УВР при нагрузке работающих генераторов, равной примерно 0,9 номинальной. После включения резерва нагрузка работающих генераторов уменьшается до 0,6—0,8 номинальной. Тем самым предотвращается возможность перегрузки генераторов. Кроме того, устройство УВР осуществляет: отключение резервного ГА при снижении нагрузки ниже заданной (например, 0,3 номинальной); отключение работающего ГА и пуск резервного при длительном снижении напряжения (например, менее 0,8 номинального) или его исчезновении. Устройство УВР (рис. 9.8) состоит из двух датчиков активного (или полного) тока ДАТ, электронного реле повышения нагрузки РПН, реле снижения нагрузки РСН, реле контроля напряжения РКН и исполнительных Р1, Р2, Р3.

При повышении нагрузки генератора сверх значения уставки реле РПН срабатывает и посылает импульс на включение с помощью реле

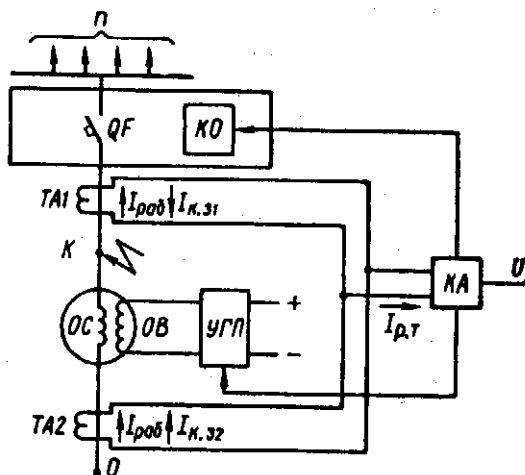


Рис. 9.9. Функциональная электрическая схема дифференциальной защиты от к.з. на линии и в обмотках статора СГ.

Р1 резервного генератора. Реле РСИ при параллельной работе генератора находится во включенном состоянии. Снижение нагрузки до значения уставки вызывает размыкание контактов реле с установленной выдержкой времени и срабатывания реле Р2. При снижении напряжения генератора ниже напряжения уставки (0,8 номинального) с обмотки реле РКН снимается питание, и его размыкающие контакты подают с выдержкой времени сигнал на отключение с помощью реле Р3 работающего генератора и пуск резервного.

Внутренние к.з. в судовых генераторах наблюдаются очень редко. Поэтому специальных защит от подобных ненормальных режимов работы генераторов мощностью менее 1000 кВт обычно не предусматривают.

Генераторы мощностью более 1000 кВт рекомендуется снабжать дифференциальной защитой, отключающей без выдержки времени АВ генератора и осуществляющей без выдержки времени гашение магнитного поля поврежденного генератора.

Эта защита (рис. 9.9) состоит из двух трансформаторов тока ТА1 и ТА2, соединенных по дифференциальной схеме, и токового реле КА. Ее действие основано на сравнении значений токов трансформаторов, охватывающих защищаемый участок. Для включения обмотки статора в зону защиты ее нулевая точка 0 выводится наружу генератора. В случае к.з. внутри генератора токовое реле КА сработает и пошлет сигналы на отключающий расцепитель КО автоматического выключателя и устройство гашения поля УГП генератора.

При отсутствии дифференциальной защиты в цепи возбуждения судовых генераторов предусматривают устройство ручного гашения поля генераторов, состоящее из выключателя (или контактора) гашения поля  $S$  и резистора гашения поля  $K$  (рис. 9.10).

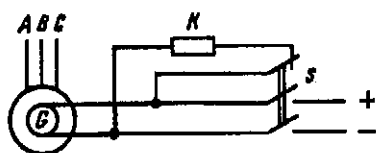


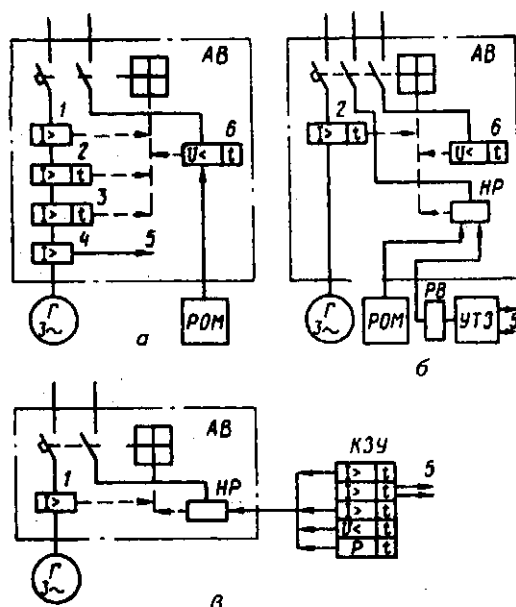
Рис. 9.10. Принципиальная электрическая схема ручного гашения поля генератора.

Защита генераторов переменного тока от работы в режиме двигателя осуществляется с помощью реле обратной активной мощности или реле обратного активного тока, которые подают питание на отключающий расцепитель АВ. Выдержка времени реле обычно устанавливается ближе к максимальной во избежание ложных отключений генераторов при включении их на параллельную работу, когда могут быть кратковременные толчки обратной мощности. Выдержки времени реле обратной мощности составляют 0,7–1,5 с для дизель-генераторов и 3–5 с для турбогенераторов.

Уставки по обратной мощности составляют 8–15%  $P_{н.г.}$  для дизель-генераторов и 2–6%  $P_{н.г.}$  для турбогенераторов. Для отечественных ГА уставки обычно составляют: для ДГ с наддувом 15%  $P_{н.г.}$ , для ДГ без наддува 10%  $P_{н.г.}$  и для ТГ турбогенераторов 3–5%  $P_{н.г.}$ . Мощность, необходимая для привода турбины со стороны генератора с синхронной частотой вращения, меньше, чем для привода дизеля. Этим объясняется разница в настройке защиты по обратной мощности для ДГ и ТГ. Следует отметить, что при переходе генераторов в двигательный режим направление их вращения не изменяется.

Длительное снижение напряжения более чем на 10% или частоты на 5% генераторов СЭС недопустимо по условиям работы потребителей электрической энергии. В практике такие случаи редки, а снижение напряжения и частоты обычно происходит одновременно. С учетом последнего обстоятельства генераторные АВ снабжаются нулевым расцепителем, который при снижении напряжения до 85% номинального с выдержкой времени не менее 5 с отключает генератор от шин электростанции. Если генераторный АВ не имеет нулевого расцепителя, то в схеме защит генератора предусматривают минимальное реле, которое при указанных параметрах электроэнергии подает сигнал на отключающий расцепитель генераторного АВ.

На морских судах находят применение три типовых варианта структуры защиты ГА.



**Рис. 9.11.** Структурные схемы защиты генераторов:

- а, б, в — соответственно 1, 2, 3-й варианты;  
 1 — расцепитель к.з. без выдержки времени;  
 2 — расцепитель к.з. с замедлением срабатывания в зоне токов к.з.;  
 3 — расцепитель перегрузки генератора;  
 4 — реле перегрузки для отключения менее ответственных потребителей;  
 5 — цепи менее ответственных потребителей;  
 6 — расцепитель минимального напряжения.

В первом варианте структуры (рис. 9.11, а) защита генераторов обеспечивается расцепителями АВ, воздействующими непосредственно на механизм расцепителя АВ. Один из максимальных расцепителей тока отключает при перегрузке менее ответственные потребители. Защита генераторов от перехода в двигательный режим осуществляется с помощью реле обратной мощности РОМ, отключающего АВ через расцепитель минимального напряжения, который обеспечивает также защиту от минимального напряжения.

Во втором варианте структуры (рис. 9.11, б) расцепителями прямого действия обеспечивается защита от токов к.з. с выдержкой времени и защита от минимального напряжения. Защита от перегрузки осуществляется с помощью устройства токовой защиты УТЗ, отключающего в две-три ступени менее ответственные потребители, а при сохране-

нии после этого перегрузки УТЗ отключает генератор через реле времени РВ и независимый расцепитель НР. Защита генератора от перехода в двигательный режим обеспечивается отдельным РОМ, которое отключает АВ с помощью независимого расцепителя.

В третьем варианте структуры (рис. 9.11, в) защита генератора (кроме защиты от токов к.з. без выдержки времени) обеспечивается комбинированным защитным устройством КЗУ. Это устройство имеет: блоки максимального тока, отключающие генератор с выдержкой времени при перегрузке и токах к.з. или разгружающие его; блок минимального напряжения; блок защиты генератора от перехода в двигательный режим. Отключается АВ с помощью независимого расцепителя.

Из рис. 9.11 видно, что аппараты и устройства защиты способствуют устранению причин возникновения ненормального режима или отключают генератор. При этом отключение генератора защитой является крайней мерой. Поэтому защита генератора должна быть построена и настроена так, чтобы не допускать его отключения во всех случаях, когда этого можно избежать.

Аккумуляторные батареи обычно защищают только от внешних к.з. с помощью автоматических выключателей с минимально возможной выдержкой времени отключения.

Трансформаторы защищают от к.з. (внешних и внутренних) с помощью АВ, имеющих выдержку времени в соответствии с избираемостью защиты сети, в которую включен трансформатор. Для трансформаторов большой мощности рекомендуется применять дифференциальную защиту от внутренних к.з.

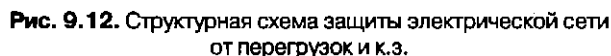
Защита трансформаторов от перегрузки осуществляется АВ с соответствующей время-токовой характеристикой. Для трансформаторов с масляным охлаждением предусматривается так называемая газовая защита, которая реагирует на выделение газа при внутренних повреждениях обмоток.

Защита выпрямителей, инверторов и других преобразователей от перегрузок и к.з. осуществляется главным образом с помощью автоматических выключателей.

### **9.3. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

В электрических сетях могут возникнуть только два ненормальных режима работы, которые должны автоматически прерываться защитными аппаратами: перегрузка и короткое замыкание. В этих режимах по электрическим сетям протекают токи, превышающие номинальные значения, под действием которых резко сокращается срок службы кабелей.





Перегрузка участков сети между ГРЩ и РЩ и участков между двумя любыми другими РЩ возможна в случае существенной перегрузки потребителей, подключенных к РЩ, поскольку площади сечения кабелей этих участков выбирают по суммарному току потребителей (с учетом коэффициента одновременности) наиболее загруженного режима. На практике такие случаи маловероятны. Поэтому при значительном количестве потребителей, питающихся от РЩ, кабели, подающие электроэнергию к этим РЩ, от перегрузки не защищают. При перегрузке любого потребителя он должен быть отключен собственной защитой (на участке РЩ-П). При этом устраняется возможная перегрузка кабелей между распределительными щитами.

Короткое замыкание может возникнуть в любой точке электрической сети. Если, например, произойдет к.з. в точке К1 электросистемы (см. рис. 9.12), то ток к.з.  $i_{кз}$  потечет от генератора Г к ГРЩ, от ГРЩ к РЩ, от РЩ в точку К1, проходя ряд участков сети и определенное количество защитных аппаратов (АВ1, АВ2, АВ3). Значение тока к.з. обычно оказывается больше тока трогания (уставки) этих АВ и все они получают импульс на отключение. При этом может произойти отклю-

чение генераторного АВ и обесточивание электросистемы. Чтобы этого не происходило, аппараты защиты должны обеспечивать избирательное отключение участков сети. В рассматриваемом случае должен отключаться только АВ3, ближайший к точке к.з. После этого ток к.з. исчезнет, остальные АВ останутся включенными и электросистема будет продолжать функционировать.

Избирательность защиты электрической сети при к.з. можно обеспечить настройкой по времени отключения или их настройкой по току срабатывания.

Избирательность защиты по времени достигается использованием АВ с регулируемой выдержкой времени их отключения в зоне коротких замыканий (согласно время-токовой характеристике). При этом время отключения АВ уменьшается ступенями от источника электроэнергии к потребителям (см. рис. 9.12), так чтобы соблюдалось условие  $t_1 > t_2 > t_3$  и т. д. При таком условии в случае к.з. а точке К1 первым отключится АВ3, при к.з. в точке К2 первым отключится АВ2 и т. д. Ближайшими к потребителям аппаратами защиты обычно являются установочные ЛВ, например, серий АС-25, АК-25, АК-50, А3100, А3300, время отключения к.з. которых составляет 0,05 с. В качестве аппаратов следующих (по направлению к генераторам) ступеней защиты могут применяться установочные АВ серий А3500 и А3700 (время отключения 0,15 или 0,33 с), а также универсальные АВ серий АМ, АМ-М (время отключения 0,18, 0,38, 0,63 или 1,0 с).

При использовании АВ вместе с предохранителями избирательность защиты достигается в случае, если время отключения АВ не менее 0,15 с, так как время сгорания плавкой вставки предохранителя при токе к.з. составляет 0,05—0,01 с.

Избирательность защиты сети при коротком замыкании по току срабатывания аппаратов защиты можно обеспечить при условии, что при ожидаемом токе к.з. аппарат, расположенный ближе к точке к.з., имеет ток срабатывания меньше тока к.з., а аппарат, расположенный дальше от точки к.з., имеет ток срабатывания больше тока к.з. При этом ближайший к точке к.з. аппарат защиты отключится, а удаленные от нее аппараты не будут реагировать на нарушение режима работы СЭЭС. Так, при коротком замыкании в точке К1 (см. рис. 9.12) избирательность защиты по току будет обеспечена, если  $i_{2тр} > i_{кз1} > i_{3тр}$  (где  $i_{2тр}$  — ток трогания АВ2;  $i_{3тр}$  — ток трогания АВ3;  $i_{кз1}$  — ток к.з. при коротком замыкании в точке К1).

При коротком замыкании в точке К2 избирательность защиты по току обеспечивается, если  $i_{1тр} > i_{кз2} > i_{2тр}$  (где  $i_{кз2}$  — ток к.з. при коротком замыкании в точке К2).

Избирательность защиты сетей по току срабатывания аппаратов применяют тогда, когда нерационально использовать селективные АВ, имеющие большие габаритные размеры и стоимость, а также тогда, когда сеть имеет много последовательно расположенных участков и для их защиты по времени требуется более пяти ступеней. Эти ступени времени можно обеспечить существующими АВ с временем отключения 0,05; 0,15; 0,33 (0,38); 0,63; 1,0 с.

Для обеспечения избирательности защиты электрической сети по току можно использовать неселективные установочные ЛВ серии АС, АК-25, АК-50, АЗ100, АЗ300, а также предохранители.

Следует заметить, что избирательность защиты по времени является более надежной по сравнению с защитой по току и поэтому в СЭЭС, как правило, применяется первая защита.

#### **9.4. ЗАЩИТА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

Хотя потребители электрической энергии не являются составной частью СЭЭС, защита их от ненормальных режимов работы входит в задачу проектирования СЭЭС.

Основными ненормальными режимами работы судовых потребителей электроэнергии, в частности электродвигателей, входящих в судовые электроприводы, являются режимы короткого замыкания и перегрузки.

Защиту потребителей от коротких замыканий осуществляют с помощью установочных АВ (типов АС, АК, АЗ100, АЗ300), имеющих электромагнитный максимальный расцепитель без замедлителя срабатывания в зоне коротких замыканий. Ток трогания АВ должен быть больше пусковых токов потребителей. Для защиты потребителей (включая трехфазные асинхронные двигатели мощностью менее 0,5 кВт) допускается также применение предохранителей.

Для защиты потребителей от перегрузки используют установочные АВ с комбинированным расцепителем (электромагнитным и тепловым), предохранители и тепловые реле (встроенные в магнитные пускатели или другие пусковые устройства). Предохранители не могут быть использованы для защиты от перегрузки асинхронных короткозамкнутых двигателей мощностью более 0,5 кВт, поскольку плавкая вставка предохранителя, выбранная по номинальному току, обычно сгорает под действием пускового тока двигателя, который в 5—7 раз больше номинального.

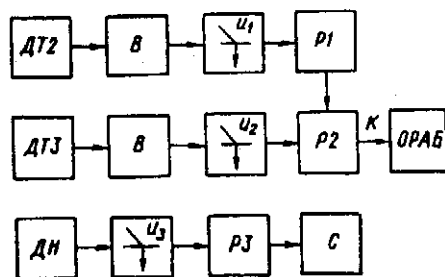


Рис. 9.13. Структурная схема устройства ЗОФН.

Защиту от перегрузки ответственных потребителей, например электродвигателя рулевого электропривода, осуществляют с помощью самостоятельных электромагнитных или тепловых реле, которые включают световую (звуковую) сигнализацию, но не отключают потребитель от сети.

Защита от перегрузки электродвигателей постоянного тока грузоподъемных механизмов осуществляется снижением их нагрузки путем уменьшения скорости подъема груза (грузовая защита). Это достигается включением резистора в цепь якоря двигателя под действием электромагнитного реле.

Перегрузка асинхронных трехфазных двигателей возможна также в случае потери питания в одной из фаз. При этом двигатель продолжает работу на двух фазах при характерном «гудении» с неизменной частотой вращения и мощностью. В этом случае мощность распределяется не по трем, а по двум фазам обмотки статора двигателя с повышением значения тока в этих фазах примерно в два раза. При такой перегрузке защита двигателей не срабатывает или отключает их от сети после чрезмерного перегрева изоляции обмоток.

Поэтому на судах отечественной постройки для защиты СЭЭС переменного тока от работы на двух фазах и сигнализации о понижении напряжения до 80–85% номинального при питании с берега используется устройство типа ЗОФН. Оно состоит из блока трансформаторов тока и блока реле, состоящего в свою очередь из блока защиты при обрыве фазы и блока сигнализации о понижении напряжения (рис. 9.13).

Блок трансформаторов тока состоит из трех быстронасыщающихся трансформаторов с двумя вторичными обмотками с числом витков  $w_2$  и  $w_3$ .

Вторичные обмотки  $w_2$  включены последовательно, поэтому обеспечиваются выделение и суммирование гармонических составляющих

ших ЭДС, кратных трем, которые воздействуют на измерительную часть схемы блока реле, контролирующую исправность фаз. Вторичные обмотки  $w_3$  соединены по схеме «звезда» и включены на исполнительную часть, дающую сигнал при обрыве фазы.

Блок сигнализации о понижении напряжения состоит из понижающего трансформатора напряжения, во вторичную обмотку которого включены выпрямительный мост, стабилитроны и реле.

При нормальном напряжении в сети контакты реле цепи сигнализации находятся в разомкнутом состоянии, а при понижении напряжения на 0,15–0,20 его номинального значения ток в реле становится меньше и оно, опуская якорь, замыкает цепь сигнализации.

Структурная схема устройства ЗОФН приведена на рис. 9.13, где приняты обозначения: ДТ2, ДТ3 — датчики тока, обмотки которых соединены соответственно последовательно и звездой; ДН — датчик напряжения; В — выпрямительный мост; Р1, Р2, Р3 — реле; ОРАБ — отключающий расцепитель автоматического выключателя питания с берега;  $u_1$ ,  $u_2$ ,  $u_3$  — элементы сравнения напряжений с их уставками; К — команда на отключение автоматического выключателя питания с берега или включение сигнализации об обрыве фазы; С — схема сигнализации о понижении напряжения в сети.

10.1. РАСЧЕТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ  
СИСТЕМЫ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ЕДИНИЦ

В большинстве случаев параметры электрических машин, а также их характеристики задаются в относительных единицах. Это делает расчеты более наглядными, простыми, а также дает возможность лучше сравнивать и контролировать полученные результаты.

Чтобы выразить отдельные величины в относительных единицах, необходимо прежде всего выбрать так называемые базисные единицы или базисные условия, к которым приводятся все расчетные величины. Тогда величины  $E, U, I, P, Z$  и т. д. в относительных единицах выражаются следующим образом:

$$E = \frac{E}{E_b}; U = \frac{U}{U_b}; I = \frac{I}{I_b}; P = \frac{P}{P_b}; Z = \frac{Z}{Z_b}$$

(звездочка означает, что величина выражена в относительных единицах, индекс «б» указывает на базисную величину).

Очень часто за базисные величины принимают номинальные. Однако принципиально за базисные можно принимать любые величины. Относительные единицы являются безразмерными. Величины, выраженные в относительных единицах, являются долевыми по отношению к базисным.

В большинстве расчетов задаются базисной мощностью  $S_b$  и базисным линейным напряжением  $U_b$ .

Тогда базисный ток определится формулой

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b},$$

а базисное сопротивление (на фазу) —

$$Z_b = \sqrt{r_b^2 + x_b^2} = \frac{U_b}{\sqrt{3}I_b}.$$

Так как

$$Z = \frac{Z}{Z_b}, Z_b = \frac{U_b}{\sqrt{3}I_b},$$

то можно написать следующее выражение:

$$Z = \frac{Z\sqrt{3}I_6}{U_6}$$

Умножив числитель и знаменатель правой части уравнения на  $U_6$ , получим

$$Z = \frac{Z\sqrt{3}I_6 U_6}{U_6 U_6} = \frac{ZS_6}{U_6^2}, \quad (10.1)$$

где  $Z$  — сопротивление на фазу, Ом;  $S_6$  — базисная мощность, ВА;  $U_6$  — базисное напряжение, В.

На основании формулы (10.1) аналогично определяются активное и реактивное сопротивления в относительных единицах, когда известно соответствующее сопротивление в Омах:

$$r = \frac{rS_6}{U_6^2}, \quad (10.2)$$

$$x = \frac{xS_6}{U_6^2}. \quad (10.3)$$

Поскольку выбор базисных условий произволен, то часто оказывается, что в исходных данных одни величины были приведены к одним базисным условиям, а другие величины — к другим. В этом случае для проведения расчетов необходимо все величины привести к общим базисным условиям.

Например, сопротивления генераторов, двигателей и трансформаторов всегда задаются в относительных единицах, когда за базисные условия приняты номинальные напряжения и мощности генераторов, т. е.

$$r_n = \frac{rS_n}{U_n^2},$$

$$x_n = \frac{xS_n}{U_n^2}.$$

В большинстве случаев за базисное напряжение принимается номинальное напряжение. Тогда пересчет сопротивлений от одних базисных условий к другим можно провести по формулам

$$\frac{x_6}{x_n} = \frac{\frac{xS_6}{U_6^2}}{\frac{xS_n}{U_n^2}} = \frac{S_6}{S_n},$$

$$x_6 = x_n \frac{S_n}{S_6}. \quad (10.4)$$

Аналогично

$$r_{г6} = r_{гн} \frac{S_{г6}}{S_{гн}}. \quad (10.5)$$

Иногда вместо выражения в долевых единицах относительные величины выражают в процентах, например:  $x\% = x \cdot 100$  и т. д.

### 10.5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЕТУ ТОКОВ К.З.

Основной причиной коротких замыканий является нарушение изоляции электрического оборудования. Эти нарушения вызываются нормальным или ускоренным старением изоляционных материалов, механическим повреждением изоляции. Короткие замыкания происходят также вследствие ошибок обслуживающего персонала. Наиболее уязвимым местом, где могут происходить короткие замыкания в судовых электроэнергетических системах, является кабельная сеть, которая пронизывает все судно.

Нельзя считать, что короткие замыкания бывают частым явлением, однако они могут иметь серьезные последствия, поэтому их следует учитывать при проектировании электроэнергетических систем. В большинстве случаев в судовых электроэнергетических системах короткое замыкание сопровождается значительной величиной тока и снижением напряжения.

Значительная величина тока, текущего при коротком замыкании через машины, аппараты, кабели, шины, оказывает на них сильное механическое и тепловое воздействие. Аппараты защиты, которые предназначены отключать короткие замыкания, должны быть рассчитаны на ожидаемые токи к.з. по разрывной способности; в противном случае они могут оказаться разрушенными. Несвоевременное отключение короткого замыкания может привести к пожару.

Во избежание подобных фактов аппараты, шины и кабели проверяют на динамическую и термическую устойчивость по ожидаемым (расчетным) токам короткого замыкания.

Вследствие снижения при коротком замыкании напряжения может произойти затормаживание асинхронных двигателей или срабатывание нулевой защиты, которая отключает двигатели от сети. Возможно нарушение параллельной работы генераторов. Таким образом, может произойти потеря устойчивости работы энергосистемы с тяжелыми последствиями для судна в целом.

В электроэнергетических системах переменного тока можно рассмотреть одно-, двух- и трехфазное короткое замыкание (рис. 10.1).



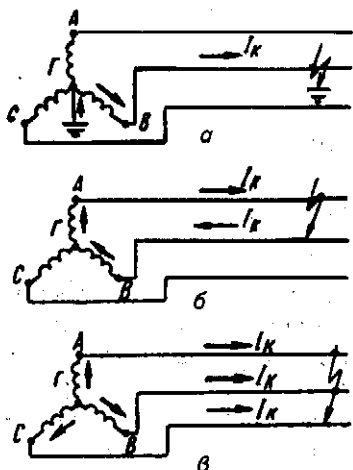


Рис. 10.1. Виды короткого замыкания.

Однофазное короткое замыкание может происходить в электроэнергетических системах с заземленной нулевой точкой (рис. 10.1, а). В судовых электросистемах нулевая точка в большинстве случаев не заземляется. Поэтому случай однофазного короткого замыкания является нехарактерным.

Как двухфазное (рис. 10.1, б), так и трехфазное (рис. 10.1, в) короткие замыкания вполне возможны в СЭС. Однако в кабельных сетях, как правило, двухфазное короткое замыкание переходит в трехфазное, так как образовавшаяся при повреждении дуга быстро разрушает всю изоляцию между жилами кабеля в месте короткого замыкания. Следовательно, основным

видом короткого замыкания для судовых электроэнергетических систем переменного тока является трехфазное. Переходные процессы, рассмотренные в предыдущей главе, относятся к режиму трехфазного (симметричного) короткого замыкания; одно- и двухфазные короткие замыкания относятся к несимметричным и рассчитываются с помощью метода симметричных составляющих. Этот метод расчета в учебнике не излагается.

В системах постоянного тока рассматриваются только двухполюсные короткие замыкания, так как других видов короткого замыкания не существует.

Расчет коротких замыканий СЭС сводится главным образом к определению максимальных значений тока при коротких замыканиях в различных точках сети. Это дает возможность провести правильный выбор аппаратов, проверить динамическую устойчивость шин, правильно построить защиту электроэнергетической системы и т. п.

Судовые электроэнергетические системы переменного тока относятся к низковольтным системам (до 1000 В). Подобные системы характеризуются равноценными величинами активных и реактивных сопротивлений отдельных элементов, составляющих эти системы. Поэтому при расчете токов к.з. СЭС учитывают активные и реактивные сопротивления генераторов и кабелей, активные сопротивления шин, контактов и т. п. Это в значительной степени усложняет расчеты, однако неизбежно для получения достаточной точности.

С увеличением мощности электростанции (а также с уменьшении-



параллельной работе двух генераторов проверку их автоматов необходимо проводить по току к.з. в точке  $K_4$  (т. е. на шинах ГРЩ). В этом случае ток будет больше, чем при к.з. в точке  $K_1$  или  $K_2$ .

По току к.з. в точке  $K_4$  необходимо проверять все секционные автоматы  $A_4 - A_5$ .

Автоматы отходящих от ГРЩ питающих линий  $A_6 - A_7 - A_8 - A_9 - A_{10}$  проверяют в общем случае по токам к.з. в точках  $K_5 - K_6 - K_7 - K_8 - K_9$ , которые считаются удаленными от ГРЩ на 10 м. В том случае, когда известно, что данный потребитель расположен в одном помещении с электростанцией, точку к.з. принимают на зажимах этого потребителя (например,  $K_{10}$ ). При наличии чертежей кабельной трассы для потребителей, расположенных вне помещения электростанции, точку к.з. принимают на расстоянии прохода кабеля через водонепроницаемую переборку.

Автоматы распределительных щитов  $A_{11} - A_{12}$  проверяют по токам к.з. в точке  $K_{11}$  на расстоянии 10 м от РЩ для крупных судов и 5 м для малых судов или на расстоянии, определяемом в зависимости от расположения потребителя, как изложено выше.

Автоматы распределительных щитов  $A_{13}$  и  $A_{14}$ , расположенных за трансформаторами напряжения, проверяют по токам к.з., если мощность трансформатора составляет не менее суммарной мощности генераторов электростанции.

Если, например, автоматы  $A_9$  и  $A_{10}$  одинакового типа, имеющие одинаковые номинальные токи, питают равноудаленные потребители, то надо начинать расчет с проверки автомата  $A_{10}$  по точке  $K_9$  на кабеле большего сечения (к автомату  $A_9$  подключен кабель меньшего сечения). Если при этом автомат  $K_9$  будет динамически и термически устойчив при к.з. в точке  $K_9$ , то автомат  $A_9$  можно не проверять по току к.з. в точке  $K_8$ .

В целом это может значительно сократить количество точек, в которых необходимо считать токи к.з.

На основании расчетной схемы составляют схему замещения (рис. 10.3). В нее включают сверхпереходные сопротивления генераторов  $x_1, x_2, x_3$ , активные сопротивления обмоток статоров генераторов  $r_1, r_2, r_3$  и все другие активные и реактивные сопротивления элементов расчетной схемы, предварительно приведенные к принятым в расчете базисным условиям.

За базисную мощность принимается суммарная мощность всех генераторов, включенных в расчетную схему, а за базисное напряжение — номинальное напряжение на шинах электростанции. Затем схему замещения преобразуют к простейшему виду относительно каждой принятой для расчета точки короткого замыкания. При этом учитыва-

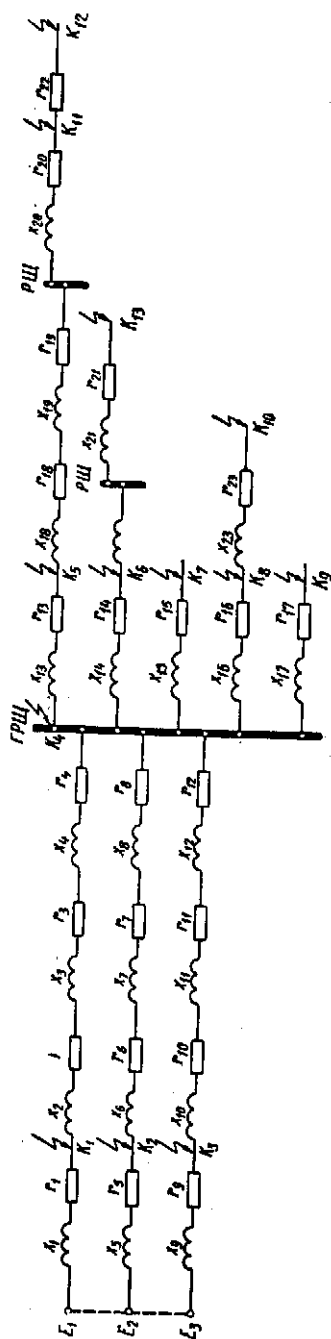


Рис. 10.3. Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания.

ют, что точка короткого замыкания имеет напряжение, равное нулю, а по мере удаления от точки короткого замыкания к источнику напряжение увеличивается. Электродвижущие силы всех параллельно работающих генераторов принимают одинаковыми. Поэтому сопротивления генераторных ветвей считают включенными параллельно. Сопротивления всех остальных ветвей считаются включенными между собой последовательно.

Схему замещения преобразуют столько раз, сколько намечено к расчету точек короткого замыкания. Каждый раз в результате преобразования схемы замещения находят результирующее (эквивалентное) сопротивление  $Z_p = \sqrt{r_p^2 + x_p^2}$ , по которому с помощью так называемых расчетных кривых определяют токи короткого замыкания.

Например, для нахождения результирующего сопротивления при к.з. в точке  $K_4$  необходимо сложить в каждой генераторной ветви активные и реактивные сопротивления (по отдельности), затем найти эквивалентное сопротивление трех параллельных ветвей.

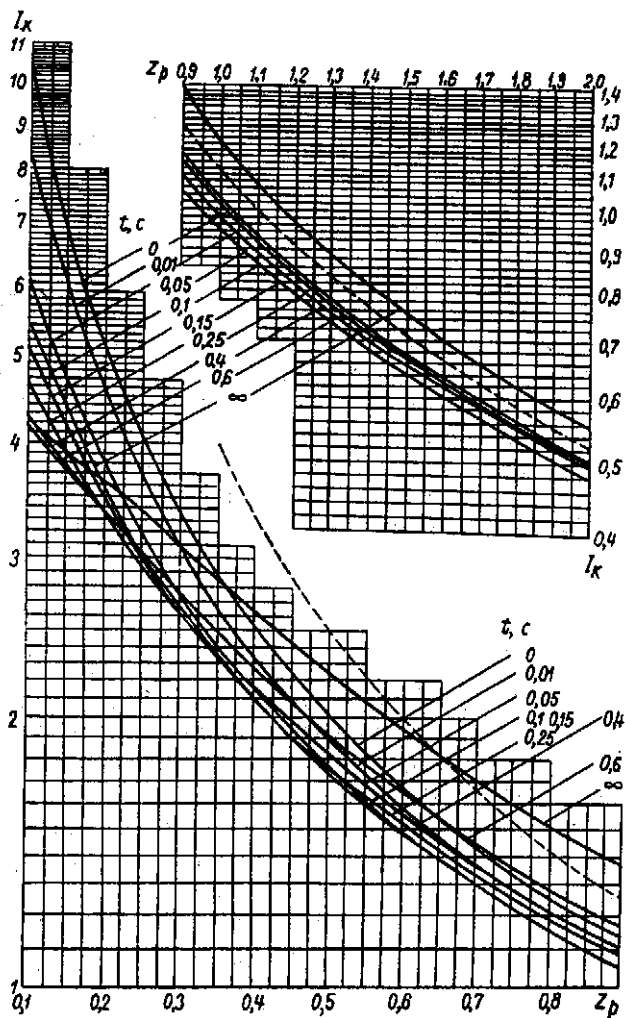
Для нахождения сопротивления при к.з. в точках  $K_5 - K_6$  и т. д. необходимо прибавлять к сопротивлению, полученному для точки  $K_4$ , сопротивление ветвей соответствующих питающих линий.

### 10.3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ СЭС ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Достаточно простым и удобным для практики методом расчета токов к.з. в электроэнергетических системах переменного тока является метод расчетных кривых.

Расчетные кривые представляют собой в относительных единицах (рис. 10.4) зависимость действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания  $I_k$  (в различные моменты времени от начала к.з.) от величины результирующего сопротивления  $Z_p$  до расчетной точки короткого замыкания. Семейство расчетных кривых построено по средним параметрам генераторов серии МС с учетом действия системы автоматического регулирования напряжения при наличии угольного регулятора напряжения. При расчетах токов короткого замыкания в СЭС с другими типами генераторов (МСК, ГСС и др.), параметры которых очень сильно отличаются от генераторов МС, необходимо использовать расчетные кривые, построенные для соответствующих типов генераторов. Кривые, изображенные на рис. 10.4, можно использовать при этом только для ориентировочных расчетов.

Например, генераторы серии МСК имеют большие активные и реактивные сопротивления и меньшие постоянные времени по срав-



**Рис. 10.4.** Расчетные кривые тока к.з. для типового генератора МС с системой автоматического регулирования напряжения.

нению с генераторами МС. Поэтому токи короткого замыкания в СЭС с генераторами МСК меньше по амплитуде и быстрее затухают (расчетные кривые для МСК можно найти в литературе).

Кривые рис. 10.4 построены для различных моментов времени после начала короткого замыкания, а именно: для  $t$ , равного 0; 0,01; 0,05; 0,1; 0,15; 0,25; 0,4 и 0,6 с и  $t = \infty$ .

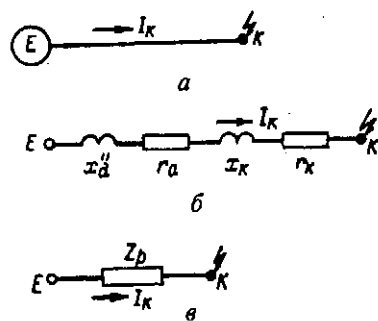
Предельным значением сопротивления короткого замыкания принято  $Z_p = 2,0$ , так как при  $Z_p > 2,0$  периодическая составляющая тока к.з. изменяется незначительно и можно считать, что ее начальное значение остается неизменным в течение всего процесса короткого замыкания. Характерной особенностью расчетных кривых токов к.з. для генераторов с автоматическим регулятором напряжения является взаимное пересечение кривых, так как при наличии автоматического регулятора и достаточной удаленности точки короткого замыкания ток к.з. после некоторого снижения вновь возрастает (во времени).

Для построения расчетных кривых использована простейшая схема, представленная на рис. 10.5. В этом случае принято, что генератор до возникновения короткого замыкания работал с нагрузкой, равной 75% номинальной, при  $\cos \varphi = 0,8$  и номинальном напряжении. Для этой схемы, приняв средние параметры генератора и задаваясь различной удаленностью точки короткого замыкания (т. е. различными значениями  $Z_k$ ), вычислили значения сопротивления  $Z_p$  и тока в месте короткого замыкания для ряда моментов времени. При этом сопротивление  $Z_p$  было найдено по формуле

$$Z_p = \sqrt{(r_a + r_k)^2 + (x_d'' + x_k)^2} = \sqrt{r_p^2 + x_p^2},$$

где  $x_d''$  — реактивное сопротивление обмотки статора генератора;  $r_a$  — активное сопротивление обмотки статора генератора и элементов, составляющих генераторную ветвь;  $x_k$  — реактивное сопротивление участка кабеля, на котором произошло короткое замыкание;  $r_k$  — активное сопротивление этого участка.

Таким образом, для нахождения тока к.з. по расчетным кривым достаточно определить  $Z_p$  относительно точки короткого замыкания. Для этого действительную схему электроэнергетической системы в



режиме короткого замыкания необходимо привести к простейшей схеме на рис. 10.5, как это изложено в предыдущем параграфе.

Соответственно каждому значению результирующего сопротивления по расчетным кривым находят действующие значения периодической составляющей тока к.з. при всех необходимых  $t$  после начала короткого замыкания

Рис. 10.5. Схема, принятая для построения расчетных кривых.

$$I_0, I_{0,01}, I_{0,05}, I_{0,1}, I_{0,15}, \dots, I_{\infty}.$$

Амплитудные значения этих токов будут в  $\sqrt{2}$  раза больше.

Известно, что ударный ток к.з. является суммой начального периодического тока к.з. (который считается в данном случае незатухающим) и аperiodического тока к.з. с учетом его затухания через время  $t = \frac{1}{2f}$  с. При рассмотрении переходных процессов в синхронных генераторах было установлено, что периодический ток к.з. также является затухающим, что подтверждается и расчетными кривыми на рис. 10.4. Поэтому при наличии расчетных кривых для генераторов частотой 50 Гц более правильным будет определение ударного тока по формуле

$$i_{p.r.} = \sqrt{2}I_{0,01} + \sqrt{2}I_0 e^{-\frac{1}{2f}}.$$

Так как

$$1 + e^{-\frac{1}{2f}} = p,$$

то

$$e^{-\frac{1}{2f}} = p - 1;$$

следовательно,

$$i_{p.r.} = \sqrt{2}I_{0,01} + \sqrt{2}I_0 (p - 1), \quad (10.6)$$

где первое слагаемое есть амплитудное значение периодической составляющей тока к.з. для  $t = 0,01$  с, а второе слагаемое — амплитудное значение аperiodической составляющей тока к.з. для  $t = 0,01$  с.

При частоте генераторов 400 Гц время наступления ударного тока в 8 раз меньше:  $t = 0,00125$  с, поэтому можно пренебречь затуханием периодической составляющей тока к.з. В этом случае

$$i_{p.r.} = \sqrt{2}I_{0,01} + \sqrt{2}I_0 (p - 1) = \sqrt{2}pI_0. \quad (10.7)$$

Для определения значения ударного коэффициента нетрудно построить специальную кривую, пользуясь выражением

$$p = 1 + e^{-\frac{1}{2f}}.$$

Поскольку

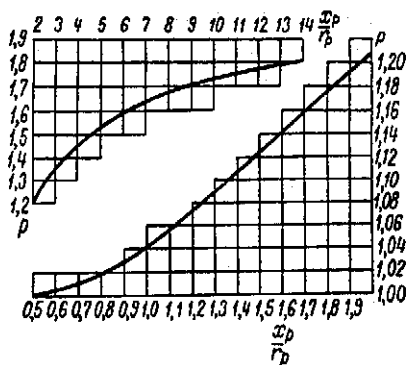
$$\frac{1}{2f} = \frac{1}{2 \frac{x_p}{w r_p} f} = \frac{1}{2 \frac{x_p}{\pi f r_p} f} = \frac{\pi}{\frac{x_p}{r_p}},$$

то

$$p = 1 + e^{\frac{\pi}{\frac{x_p}{r_p}}}. \quad (10.8)$$

Задаваясь различным отношением  $\frac{x_p}{r_p}$  короткозамкнутой цепи, можно построить зависимость  $p = \varphi\left(\frac{x_p}{r_p}\right)$ . Такая зависимость показана





**Рис. 10.6.** Зависимость ударного коэффициента  $p$  от отношения  $\frac{x_p}{r_p}$

а рис. 10.6 (она справедлива при любой частоте).

Так как ток короткого замыкания изменяется во времени, то под действующим значением тока к.з. для какого-либо момента процесса короткого замыкания условно понимают среднеквадратичное значение тока за один период, в центре которого находится рассматриваемый момент. При этом для упрощения вычисления действующего значения тока к.з. принимают допущение, что за рассматриваемый период оба его

слагаемых не изменяются и остаются равными мгновенному значению в рассматриваемый момент времени. При таком допущении наибольшее действующее значение периодической составляющей тока к.з. генератора будет равно (при 50 Гц)

$$\frac{\sqrt{2}I_{0,01}}{\sqrt{2}} = I_{0,01};$$

наибольшее действующее значение аperiodической составляющей равно наибольшему амплитудному значению, т. е.

$$\sqrt{2}I_0(p-1).$$

Поэтому наибольшее действующее значение тока к.з. (его иногда называют действующим значением полного тока к.з.) определяется формулой (как среднеквадратичное значение)

$$I_{p.g.} = \sqrt{I_{0,01}^2 + [\sqrt{2}I_0(p-1)]^2}. \quad (10.9)$$

Для получения ударного тока к.з. в амперах необходимо правую часть формулы (10.9) умножить на базисный ток  $I_6$ , тогда получим

$$i_{p.g.} = \sqrt{2}I_6 [I_{0,01} + \sqrt{2}I_0(p-1)]. \quad (10.10)$$

Соответственно наибольшее действующее значение тока к.з. в амперах равно

$$I_{p.g.} = I_6 \sqrt{I_{0,01}^2 + [\sqrt{2}I_0(p-1)]^2}. \quad (10.11)$$

Формулами (10.6) и (10.21) определяется только ударный ток к.з.

генераторов. Асинхронные двигатели также создают некоторый ударный ток. Следовательно, общий ударный ток в точке короткого замыкания будет равен

$$i_p = i_{p.г.} + i_{p.дв.}; \quad (10.12)$$

$$i_p = \sqrt{2}I_{0,01} + \sqrt{2}I_0(p-1) + \sqrt{2}I_{дв.}$$

или в амперах

$$i_p = \sqrt{2}I_0 [I_{0,01} + \sqrt{2}I_0(p-1) + I_{дв.}]. \quad (10.13)$$

Соответственно наибольшее действующее значение ударного тока к. з. с учетом подпитки двигателей равно

$$I_p = \sqrt{I_{0,01}^2 + [\sqrt{2}I_0(p-1)]^2} + I_{дв.} \quad (10.14)$$

При частоте 400 Гц в формулах (10.9) — (10.14) можно полагать

$$I_{0,01} = I_0.$$

Действующее значение периодической составляющей тока подпитки двигателей определяется формулой

$$I_{дв.} = \frac{E_{дв.} - \Delta U}{Z_{дв.}}$$

При этом в относительных единицах  $E$  принимается равным 0,9. Остаточное напряжение на шинах главного распределительного щита при коротком замыкании на кабеле, отходящем от щита, равно

$$\Delta U = I_0 Z_{к.} \quad (10.15)$$

Сопrotивление двигателя  $Z_{дв.}$  в относительных номинальных единицах определяется по кратности его пускового тока с приведением к принятым в конкретном расчете базисным условиям.

Принимая кратность пускового тока двигателей равной пяти, получаем

$$Z_{дв.} = \frac{1}{5} \cdot \frac{S_0}{S_{н.вд.}} = 0,2 \frac{S_0}{S_{н.вд.}},$$

где  $S_{н.вд.}$  — номинальная мощность эквивалентного двигателя, определяемая как степень загрузки генераторов электростанции. Наиболее вероятная загрузка генераторов судовых электростанций равна около 75% их номинальной мощности, поэтому

$$Z_{дв.} = 0,2 \frac{S_0}{S_{н.вд.}} = 0,266.$$

При определении тока к.з. для времени  $t = 0,05$  с от начала короткого замыкания ток подпитки двигателей благодаря его быстрому затуханию не учитывается. Апериодическая составляющая тока к.з. при этом может быть учтена коэффициентом, равным 1,05 от периодической составляющей, т. е.  $1,05 I_{0,05}$  (по расчетным кривым рис. 10.4);  $I_{0,1}$ ;  $I_{0,15}$ .

При определении токов к.з. последующих моментов времени ( $I_{0,1}$ ;  $I_{0,15}$  и т. д.) ток подгонки двигателей и аperiодическая составляющая тока к.з. не учитываются.

При отсутствии расчетных кривых ударный ток к.з. с некоторым приближением можно определить следующим путем. Начальное действующее значение периодического тока к.з. в относительных единицах находят по формуле

$$I_0 = \frac{1}{Z_p}. \quad (10.16)$$

Ударный ток к.з., посылаемый генераторами,

$$i_{p.g.} = p \sqrt{2} I_0. \quad (10.17)$$

Общий ударный ток в точке короткого замыкания

$$i_p = i_{p.g.} + i_{p.дв} = p \sqrt{2} I_0 + \sqrt{2} I_{дв} \quad (10.18)$$

или в амперах

$$i_p = I_0 \sqrt{2} (p I_0 + I_{дв}). \quad (10.19)$$

Подсчитанный по формуле (10.17) ударный ток к.з. не учитывает затухания периодической составляющей тока короткого замыкания. Это дает некоторое завышение результата, которое уменьшается по мере удаления точки короткого замыкания. При  $Z_p > 1$  действующее значение тока, как видно из кривых на рис. 10.4, почти не изменяется и можно ориентировочно принимать

$$I_0 = I_{0,01} = \dots = I_{\infty}.$$

#### 10.4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО РАСЧЕТУ ПРОВАЛОВ НАПРЯЖЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Очень частое чередование моментов включения и выключения нагрузок и особенно пусков различных электродвигателей вызывает почти непрерывное колебание напряжения на шинах электростанции СЭС. Величина и длительность этих колебаний может быть связана с нарушением нормальной работы электросистемы. В связи с этим воз-

никает необходимость расчета так называемых провалов (снижений) напряжения генераторов судовых электростанций.

Пуск электродвигателей постоянного тока обычно проводится с помощью пусковых реостатов, ограничивающих величину пускового тока до величины  $(2,5-3)I_n$ . Наброс подобного тока на генератор постоянного тока смешанного возбуждения, имеющего особо быстродействующую систему возбуждения, сопровождается, как правило, небольшим и кратковременным снижением напряжения (при набросе номинального тока генератора снижение напряжения составляет около 10%). Поэтому для СЭС постоянного тока не требуется специальных расчетов провалов напряжения.

Отсутствие коллектора у асинхронных короткозамкнутых электродвигателей дает возможность запускать их без пусковых реостатов, применяя простейшие схемы пуска. Это положительное качество асинхронных короткозамкнутых двигателей в большой степени способствует их широкому применению. Однако значительные пусковые токи при этом вызывают значительные снижения напряжения в сети, что может оказать существенное отрицательное влияние на работу СЭС.

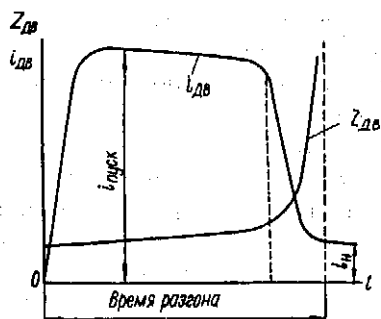
Отличительной особенностью СЭС является наличие в них асинхронных короткозамкнутых двигателей, мощность которых соизмерима с мощностью генераторов.

Действующее значение пускового тока асинхронных короткозамкнутых двигателей в среднем составляет  $(5-7)I_n$ . Если, например, мощность электродвигателя составляет 30% мощности генератора, то в момент пуска ток электродвигателя по отношению к номинальному току генератора будет составлять

$$(5-7)0,3I_{нг} = (1,5-2,1)I_{нг}.$$

Это означает, что пусковой ток электродвигателя более полуторного номинального тока генератора. При набросе подобных токов синхронные генераторы очень сильно снижают напряжение, т.е. провал напряжения может быть большим и длительным. Правилами Регистра требуется, чтобы при пуске наиболее мощного асинхронного короткозамкнутого двигателя провал напряжения не превышал 20% от  $U_n$ .

На рис. 10.7 представлены кривые изменения сопротивления и огибающей амплитудных значений тока асинхронного двигателя в процессе его разгона. Из этих кривых следует, что пусковой ток двигателя  $I_{дв}$  снижается только в конце разгона, поэтому его можно считать примерно неизменным в течение всего периода разгона. Сопротивление двигателя  $Z_{дв}$  также почти неизменно в процессе разгона и лишь к концу его резко возрастает. Как известно из теории электрических



**Рис. 10.7.** Изменение сопротивления и огибающей амплитудных значений тока асинхронного короткозамкнутого двигателя в процессе его разгона.

машин, особенно резко при этом возрастает величина активного сопротивления. Поэтому в процессе разгона двигателя пусковой ток является очень сильно отстающим от напряжения (реактивным) и только к концу разгона приобретает значительную активную составляющую (коэффициент мощности изменяется в пределах от  $\cos \varphi = 0,4$  до  $\cos \varphi = 0,8$ ).

Ниже излагается методика расчета провалов напряжения синхронных генераторов при пусках асинхронных короткозамкнутых двигателей, которая предусматривает следующие допущения, не вызывающие особых погрешностей, но существенно упрощающие расчет:

- 1) сопротивление электродвигателя в период пуска принимается постоянным и равным сопротивлению, которое имеет двигатель в начальный момент пуска, т. е. при скольжении, равном единице. Это допущение близко к действительности, так как сопротивление двигателя резко увеличивается лишь в конце пускового периода;
- 2) скорость вращения генератора в процессе разгона электродвигателя считается неизменной. Данное предположение близко к действительности, так как пусковой ток двигателя является в основном реактивным током, который не создает тормозного момента на валу генератора (при пусках очень мощных двигателей может быть снижение скорости на несколько процентов);
- 3) все активные сопротивления и в том числе сопротивление кабельной сети не учитываются, что дает некоторое завышение провала напряжения, как бы компенсируя допущение 2;
- 4) предполагается, что генератор работает на холостом ходу (предварительно нагруженный генератор имеет меньший провал напряжения).

Включение асинхронного двигателя, вызывающее мгновенное изменение нагрузки генератора, сопровождается переходным процессом.

Пусковой ток двигателя, протекающий по обмотке статора генера-

тора, создает магнитный поток реакции статора.

По принципу постоянства потокоцеплений (положение о сверхпроводящем контуре) в успокоительной обмотке и обмотке возбуждения ротора возникают свободные токи, стремящиеся сохранить в воздушном зазоре генератора магнитный поток и э.д.с. генератора неизменными.

По мере затухания свободных токов в обмотках ротора происходит также затухание э.д.с. генератора. В успокоительной обмотке затухание тока происходит во много раз быстрее, чем в обмотке возбуждения. Поэтому можно считать, что процесс уменьшения э.д.с. генератора определяется характером затухания тока в обмотке возбуждения и, следовательно, можно пренебречь наличием сверхпереходного режима.

Подобное допущение не вносит существенной ошибки в расчет, так как разгон двигателя и связанный с ним переходный процесс генератора длится 0,2 с и более, а сверхпереходный режим заканчивается примерно через 0,01 с и менее.

Поток реакции статора оказывает сильное размагничивающее действие на основное магнитное поле генератора, что снижает э.д.с. и напряжение на зажимах генератора.

На рис. 10.8 представлены схемы, на основании которых можно определить изменение напряжения генератора после пуска асинхронного двигателя. После включения асинхронного двигателя по схеме на рис. 10.8, а, в начальный момент имеет место переходный режим, соответствующий схеме на рис. 10.8, б.

Сопротивление  $\chi_d$  в переходном режиме генератора, у которого отсутствует успокоительная обмотка, определяется потокоцеплением обмотки возбуждения в этом периоде. Очевидно, что можно предположить существование некоторой э.д.с.  $E_d$ , определяемой данным потокоцеплением, которую часто называют э.д.с. за переходной реактивностью.

В начальный момент любого нарушения нормального режима работы генератора согласно положению о сверхпроводящем контуре потокоцепление обмотки возбуждения остается постоянным вследствие возникновения в ней свободного тока. Точно так же остается постоянной в этом случае э.д.с. за переходной реактивностью. По мере затуха-

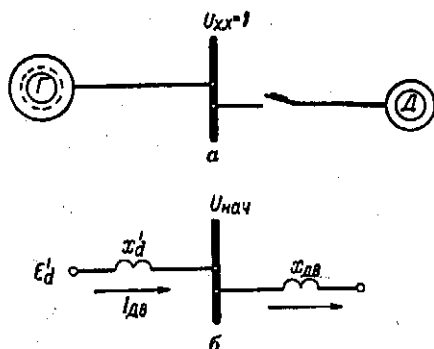


Рис. 10.8. Схемы переходного процесса пуска асинхронного короткозамкнутого двигателя.

ния свободного тока в обмотке возбуждения э.д.с.  $E'_d$  также затухает. Однако в дальнейших расчетах мы будем принимать  $E'_d$  и  $E_d$  равными.

Представим синхронный генератор, работающий в режиме холостого хода, напряжение на зажимах которого равно номинальному.

Включим на генератор некоторую постоянную реактивную нагрузку (асинхронный двигатель), Пренебрегая активным сопротивлением обмотки статора генератора, можно считать, что э.д.с, наведенная в этой обмотке, будет равна сумме напряжения на зажимах генератора и падения напряжения в обмотке статора (рис. 10.8, б), т. е.

$$E'_d = U_{\text{нач}} + I_{\text{дв}} x'_d$$

или

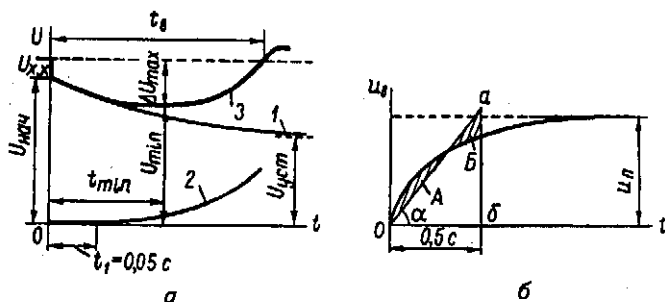
$$U_{\text{нач}} = E'_d - I_{\text{дв}} x'_d, \quad (10.20)$$

где  $U_{\text{нач}}$  — напряжение на зажимах генератора в начальный момент после включения нагрузки;  $E'_d$  — переходная э. д. с. генератора;  $I_{\text{дв}}$  — ток нагрузки генератора (пусковой ток двигателя).

Физический смысл переходной э.д.с. заключается в том, что она остается неизменной в начальный момент любого внезапного нарушения режима и позволяет тем самым связать предшествующий режим с последующим внезапно изменившимся режимом. Если принять  $E'_d$  равным напряжению холостого хода генератора  $U_{xx} = 1$ , то из формулы (10.20) следует, что напряжение генератора после включения нагрузки будет меньше единицы (в относительных единицах) на величину падения напряжения  $I_{\text{дв}} x'_d$ .

Это изменение напряжения произойдет скачкообразно (рис. 10.9, а).

В последующее время в связи с затуханием свободного тока в обмотке возбуждения сопротивление  $x'_d$  будет увеличиваться, стремясь к значению  $x_d$ , а напряжение генератора будет постепенно уменьшаться



**Рис. 10.9.** Изменение напряжения синхронного генератора при пуске асинхронного двигателя и изменение напряжения возбудителя после срабатывания автоматического регулятора напряжения.

(до тех пор, пока не закончится пуск двигателя). Установившееся значение напряжения генератора при этом может быть определено из выражения (рис. 10.9, б)

$$U_{уст} = E_d - I_{дв} x_d, \quad (10.21)$$

где  $E_d$  — э.д.с. генератора в установившемся режиме или в момент, предшествующий пуску двигателя (э. д.с. холостого хода генератора);  $x_d$  — продольная синхронная реактивность генератора.

Общий характер изменения напряжения генератора (при отсутствии автоматического регулирования) представлен кривой 1 на рис. 10.9, а.

Общий характер изменения напряжения генератора при пуске асинхронного двигателя можно представить как наложение процессов понижения напряжения генератора без регулятора и повышения напряжения генератора под действием регулятора, т.е. наложение кривых 1 и 2 (см. рис. 10.9, а) дает результирующую кривую 3 ( $t_1$  означает время восстановления напряжения до первоначального значения).

Полученная кривая имеет явно выраженное минимальное значение напряжения  $U_{\min}$  при времени  $t_{\min}$ . Минимальному напряжению соответствует максимальное значение провала напряжения  $\Delta U_{\min}$ .

Кривая нарастания напряжения возбудителя (см. рис. 10.9, б) характеризуется величиной потолочного напряжения  $u_n$  и скоростью нарастания напряжения возбудителя  $R$ .

Потолочным напряжением называется максимальное напряжение возбудителя, которое он может обеспечить при закорачивании всех сопротивлений, последовательно соединенных с обмоткой возбуждения (ручной регулятор напряжения, угольные столбы и т. п.).

Скорость нарастания напряжения возбудителя показывает, на сколько вольт увеличилось напряжение возбудителя в течение 0,5 с с момента начала нарастания напряжения. Эта величина определяется графически.

Из точки  $O$  откладывается катет  $Ob$ , равный 0,5 с; из точки  $b$  восстанавливается перпендикуляр. Гипотенуза  $Oa$  проводится таким образом, чтобы площадь  $A$  была равна площади  $B$ . Скорость нарастания возбуждения выражается отношением

$$\frac{ab}{Ob} = \operatorname{tg} \alpha = K, \text{ В/с.}$$

При расчетах в относительных единицах скорость нарастания  $K$  делят на напряжение возбудителя при холостом ходе генератора  $u_{в.х.}$ , тогда

$$R = \frac{K}{u_{в.х.}}, \text{ о.е./с.}$$



Для генераторов серии МС величина  $R$  в среднем равна 10. Однако угольные регуляторы напряжения, оставляя невыключенным некоторое сопротивление угольного столба в обмотке возбуждения возбуждителя, снижают величину  $R$  до 5—7. Регулятор типа УБКМ обеспечивает полную величину скорости нарастания, на которую рассчитан возбудитель.

Для упрощения расчетов нарастание напряжения возбудителя часто принимают по прямой  $ea$ , проходящей через начало координат (см. рис. 10.9, б):

$$u_b = Rt. \quad (10.22)$$

При точных расчетах характер нарастания возбуждения выражают более сложным уравнением, например:

$$u_b = u_n \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_b}}\right),$$

где  $\tau_b$  — постоянная времени цепи возбуждения возбудителя;  $u_n$  — потолочное напряжение возбуждения.

Скорость нарастания возбуждения и постоянная времени цепи возбуждения являются взаимосвязанными величинами. Чем больше скорость нарастания возбуждения, тем меньше постоянная времени, и наоборот.

На основании изложенного представляется возможным проследить процесс изменения напряжения генератора при пуске асинхронного двигателя и установить основные факторы, влияющие на этот процесс.

Провал напряжения генератора в начальный момент зависит от величины набрасываемой нагрузки и переходного сопротивления генератора  $x'_d$ . Далее напряжение генератора уменьшается вследствие размагничивающего действия реакции статора.

Затем автоматический регулятор напряжения, вступая в работу, форсирует возбуждение генератора. Поэтому дальнейшее изменение напряжения определяется временем срабатывания регулятора, скоростью нарастания напряжения возбудителя и возбуждения генератора.

## 10.5. РАСЧЕТ ПРОВАЛА НАПРЯЖЕНИЯ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Вывод формул провала напряжения синхронного генератора проводим в соответствии с кривыми изменения напряжения генератора (см. рис. 10.9).

Напряжение генератора в первый момент включения двигателя по уравнению (10.20) равно

$$U_{\text{нач}} = E'_d - I_{\text{дв}} x'_d.$$

На основании схемы (см. рис. 10.18, б) можно написать

$$I_{\text{дв}} = \frac{E'_d}{x_{\text{дв}}} + x'_d,$$

тогда

$$U_{\text{нач}} = E'_d - \frac{E'_d x'_d}{x_{\text{дв}} + x'_d} = E_d \frac{x_{\text{дв}}}{x_{\text{дв}} + x'_d} = E'_d K_1, \quad (10.23)$$

где

$$K_1 = \frac{x_{\text{дв}}}{x_{\text{дв}} + x'_d};$$

$x_{\text{дв}}$  — эквивалентное сопротивление двигателя в относительных единицах.

С достаточной для практики точностью можно считать, что в относительных единицах  $E'_d = 1$  независимо от нагрузки генератора.

Сопротивление двигателя в относительных единицах определяется по формуле

$$x_{\text{дв}} = \frac{S_r}{K S_{\text{дв}}} \left( \frac{U_{\text{дв}}}{U_r} \right)^2, \quad (10.24)$$

где  $S_r$  — мощность генератора, ВА;  $K$  — кратность пускового тока двигателя;  $S_{\text{дв}} = \sqrt{3} U_{\text{дв}} I_{\text{дв}}$  — потребляемая мощность двигателя, ВА;  $U_r$ ,  $U_{\text{дв}}$  — номинальное напряжение генератора и двигателя, В;  $I_{\text{дв}}$  — номинальный ток двигателя, А.

Напряжение генератора в конце пуска двигателя при отсутствии автоматического регулятора напряжения получим из выражения (10.21)

$$U_{\text{уст}} = E_d - I_{\text{дв}} x_d.$$

Так как на основании рис. 10.8, в

$$I_{\text{дв}} = \frac{E_d}{x_{\text{дв}} + x_d},$$

то

$$U_{\text{уст}} = E_d - \frac{E_d x_d}{x_{\text{дв}} + x_d} = E_d \frac{x_{\text{дв}}}{x_{\text{дв}} + x_d} = E_d K_2, \quad (10.25)$$

где  $E_d$  принимается равным единице;

$$K_2 = \frac{x_{\text{дв}}}{x_{\text{дв}} + x_d}. \quad (10.26)$$

Приняв экспоненциальный характер изменения напряжения от величины  $U_{\text{нач}}$ , величины  $U_{\text{уст}}$ , как показано на рис. 10.9, а, уравнение изменения напряжения генератора при отсутствии регулятора можно получить как сумму конечного напряжения и разности начального и конечного напряжений с учетом ее затухания:

$$(U_{\text{нач}} - U_{\text{уст}}) e^{-\frac{t}{\tau_d}}.$$

Тогда

$$U_1 = U_{уст} + (U_{нач} - U_{уст})e^{-\frac{t}{\tau_d}}, \quad (10.27)$$

где  $\tau_d = \tau_{d0} \frac{x_{дв} + x'_d}{x_{дв} + x_d}$  — постоянная времени обмотки возбуждения генератора при замкнутой обмотке статора на сопротивление  $x_{дв}$ .

Для того чтобы получить уравнение изменения напряжения генератора под действием регулятора, необходимо рассмотреть переходный процесс в обмотке возбуждения генератора после срабатывания регулятора. При этом будем считать, что происходит как бы подключение обмотки возбуждения генератора па напряжение возбудителя.

Применив второй закон Кирхгофа к цепи возбуждения генератора, получим

$$u_b = i_b r_b + L_b \frac{di_b}{dt}, \quad (10.28)$$

где  $u_b$  — напряжение возбудителя;  $i_b$  — ток обмотки возбуждения генератора;  $r_b$  — активное сопротивление обмотки возбуждения генератора;  $L_b$  — индуктивность обмотки возбуждения генератора.

Разделив уравнение (10.28) почленно на активное сопротивление обмотки возбуждения, получим

$$\frac{u_b}{r_b} = i_b + \frac{L_b}{r_b} \frac{di_b}{dt}, \quad (10.29)$$

где  $\frac{L_b}{r_b} = \tau'_{d0}$  — постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке статора генератора.

Если принять за базисные величины номинальное напряжение генератора и его ток возбуждения, соответствующий номинальному напряжению при разомкнутой обмотке статора, то в относительных единицах  $r_b = 1$ , так как сопротивление цепи возбуждения есть отношение напряжения к току возбуждения.

Тогда уравнение (10.29) в относительных единицах примет вид

$$u_b = i_b + \tau'_{d0} \frac{di_b}{dt}. \quad (10.30)$$

Уравнение (10.30) справедливо только при разомкнутой цепи обмотки статора. Если же обмотка статора замкнута на внешнее сопротивление  $x_{дв}$ , то переходный процесс в цепи возбуждения генератора будет определяться постоянной времени. Следовательно, в этом случае

$$u_b = i_b + \tau'_d \frac{di_b}{dt}, \quad (10.31)$$

где  $\tau'_d = \tau'_{d0} \frac{x_{дв} + x'_d}{x_{дв} + x_d}$ .

Так как генератор работает на прямолинейной части характеристики холостого хода, то ток возбуждения  $i_b$  прямо пропорционален продольной э.д.с. холостого хода  $E_d$ , а в относительных единицах они будут равными. Принимая во внимание уравнение (10.22), уравнение (10.31) можно представить в виде

$$Rt = E_d + \tau'_d \frac{E_d}{dt} \quad (10.32)$$

или

$$\frac{E_d}{dt} = \frac{1}{\tau'_d} \cdot E_d = \frac{R}{\tau'_d} t. \quad (10.33)$$

Можно считать, что двигатели мощностью до 20% от мощности генератора серии МС, имеющие возбудитель, всегда могут запускаться прямым включением в сеть без токоограничивающих средств. При этом провал напряжения составит примерно 20–22%. Такое кратковременное снижение напряжения, как известно, допускается правилами Регистра.

От генераторов с самовозбуждением серии МСК можно запускать двигатели мощностью около 25%. При этом провал напряжения будет также в норме (т. е. около 20%).

Двигатели большей мощности будут вызывать при пусках провалы напряжения, превышающие 20%. В этом случае целесообразно проанализировать частоту пуска двигателей. Если пуски подобных двигателей редки, то не следует бояться провалов напряжения до 30–35%. Главное, чтобы при этом не происходило отключения пусковой аппаратуры минимального действия, т. е. отключения аппаратуры по причине снижения напряжения (магнитные пускатели и контакторы отключаются при снижении напряжения на 40–50%).

Если пуски двигателя проводятся довольно часто и при этом провал напряжения превышает 20%, то необходимо предусматривать способы ограничения пусковых токов двигателей. В отдельных случаях может оказаться достаточным применение электродвигателя с пониженным пусковым током. Однако в большинстве случаев приходится прибегать к искусственным методам снижения пусковых токов.

В судовых электроэнергетических системах можно применять следующие способы пуска электродвигателей с искусственным понижением пусковых токов:

- включение в обмотку статора активного или реактивного сопротивления;
- переключение обмотки статора со звезды на треугольник (обычно возможно только при напряжении сети 220 В).

Такие способы пуска связаны с уменьшением подводимого к двигателю напряжения и поэтому имеют общий недостаток, выражаю-

щийся в уменьшении пускового момента, пропорционального квадрату напряжения.

Из перечисленных способов наиболее рациональным по весу, габариту и простоте схемы является метод пуска переключением обмотки статора со звезды на треугольник. При этом в первое мгновение пусковой ток снижается в 3 раза, но и пусковой момент также снижается в 3 раза. Эффективность этого способа падает с увеличением абсолютной мощности электродвигателя, так как момент переключения обмотки на треугольник связан с дополнительным броском тока, который в отдельных случаях может быть также значительным по величине.

Включением активных или реактивных сопротивлений можно снизить пусковые токи также в 2—3 раза, но для этого кроме переключающих аппаратов необходима установка ящиков сопротивлений или дросселей. В тех случаях, когда дроссели применяются для регулирования скорости вращения, они, естественно, снижают и пусковые токи.

При применении ограничивающих сопротивлений (или при пусаках очень мощных двигателей) необходимо кроме величины провала напряжения проверять, какова в момент пуска величина набрасываемой на генератор активной нагрузки с учетом активных потерь в кабеле, сопротивлениях и генераторе, которые будут восприняты приводным двигателем генератора. Дизель, как правило, при этом в значительной степени снижает скорость вращения и может заглохнуть. Следовательно, пуск электродвигателя может не состояться по причине не только размагничивания генератора магнитным потоком реакции статора, но и резкого снижения скорости вращения генератора.

Способ предварительной форсировки возбуждения генератора заключается в том, что перед пуском электродвигателя проводится закорачивание сопротивления в цепи возбуждения возбудителя или в цепи возбуждения генератора (последнее более эффективно). В результате происходит предварительный подъем напряжения генератора, и последующий пуск двигателя вызывает значительно меньшую величину провала напряжения по сравнению с обычным пуском. Этот способ пуска связан с мгновенным набросом большой нагрузки на приводной двигатель генератора, что может привести к снижению скорости его вращения.

Пуск электродвигателя способом предварительной форсировки возбуждения генератора можно сочетать с вышеописанными способами, однако это усложняет схему. Пуски электродвигателей от валогенераторов всегда более успешны, чем, например, от дизель-генераторов, так как первые вращаются мощными первичными двигателями. Турбогенераторы в этом отношении лучше дизель-генераторов, поскольку они имеют значительно большие приведенные к валу генератора маховые массы (запас кинетической энергии).

Когда заранее известно, что пуск данного электродвигателя даже с искусственным ограничением пускового тока будет приводить к провалам напряжения, превышающим 30–35%, схемой электростанции необходимо предусматривать выделение для этой цели отдельного генератора.

От конкретного генератора (при соблюдении определенных условий) возможен запуск двигателей одинаковой и даже большей мощности, чем у генератора. Для этого можно воспользоваться следующими двумя способами пуска:

- первый способ — невозбужденный генератор разгоняется до номинальных оборотов, к нему подключается двигатель; включается возбуждение и проводится постепенный подъем напряжения генератора, что приводит к плавному разгону электродвигателя;
- второй способ — при неподвижном генераторе собирается схема пуска электродвигателя; затем проводится постепенный разгон генератора его приводным двигателем, вместе с которым происходит разгон электродвигателя.

Уменьшения провала напряжения генераторов можно достигнуть включением одновременно с пуском двигателей статических конденсаторов, которые компенсируют индуктивные пусковые токи и уменьшают размагничивающее действие реакции статора генератора (ток нагрузки можно сделать опережающим).

## **10.6. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ ОБ УСТОЙЧИВОСТИ СЭЭС**

Под устойчивостью СЭЭС понимают ее способность переходить от одного устойчивого режима к другому, также устойчивому режиму после различного рода возмущений. Различают статическую и динамическую устойчивость работы СЭЭС и ее элементов.

Статической устойчивостью СЭЭС называют ее способность возвращаться к исходному режиму (или весьма близкому к нему) после малых изменений ее параметров.

Динамической устойчивостью СЭЭС называют ее способность переходить от исходного устойчивого режима к другому, также устойчивому режиму либо вернуться к установившемуся режиму, близкому к исходному, после больших изменений ее параметров.

Статическую устойчивость иногда называют устойчивостью в «малом», а динамическую — устойчивостью в «большом». Статическая устойчивость связана с установившимися режимами работы, динамическая — с переходными процессами.

Устойчивость работы СЭЭС включает в себя два взаимосвязанных понятия: устойчивость параллельной работы генераторов и устойчивость

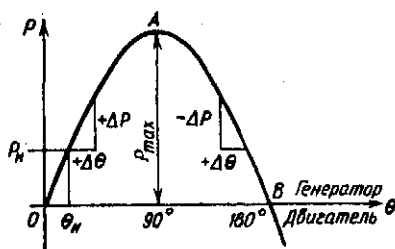


Рис. 10.10. Угловая характеристика СГ.

работать синхронно при весьма малых колебаниях нагрузки (статическая устойчивость), а также при значительных, но непродолжительных колебаниях нагрузки (динамическая устойчивость).

Нарушение устойчивой работы СГ проявляется в следующем: переходе в двигательный режим; нарушении синхронной связи и переходе в асинхронный режим; нестабильном распределении нагрузки или ее постоянном колебании между параллельно работающими генераторами; отключении защитными средствами под действием максимальных прямых или обратных токов.

При рассмотрении работы асинхронной нагрузки под устойчивостью понимают способность АД продолжать работать на устойчивой части механической характеристики при значительных, но ограниченных по времени провалах напряжения в сети.

При рассмотрении параллельной работы источников постоянного тока под устойчивостью понимают способность устойчивого распределения нагрузки между ними, например между генераторами, между якорями в двухъякорных машинах, между генераторами и аккумуляторной батареей.

Из теории электрических машин известно, что при пренебрежении явнополностью ротора электромагнитная мощность синхронного генератора

$$P = (3EU/x_d) \sin \theta,$$

где  $E$ ,  $U$  — соответственно э.д.с. и напряжение обмотки статора;  $x_d$  — синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора;  $\theta$  — угол между векторами э.д.с. и напряжения, а также между векторами м. д. с. обмотки статора и обмотки ротора в пространстве.

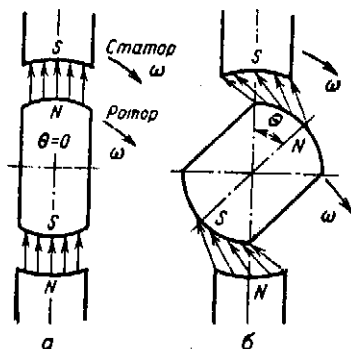


Рис. 10.11. К принципу действия СГ при холостом ходе (а) и под нагрузкой (б).

Эту зависимость называют угловой характеристикой синхронной машины (рис. 10.10). Ее часть, расположенная выше оси абсцисс, соответствует режиму работы генератора, а часть, расположенная ниже оси абсцисс, — режиму работы двигателя. При холостом ходе  $\theta = 0$  (рис. 10.11, *а*) механическая мощность, приложенная к валу генератора со стороны приводного двигателя, и электромагнитная мощность, отдаваемая генератором, также равны нулю. При увеличении подачи топлива (или пара) приводному двигателю генератора его ротор «забегает» вперед относительно статора на некоторый угол  $\theta$ ; вызывая растяжение магнитных линий (рис. 10.11, *б*).

Генератор развивает электромагнитную мощность, равную (но противоположную по знаку) механической мощности на валу, и ротор продолжает равномерное вращение с прежней (синхронной) частотой. При номинальной нагрузке генераторов  $\theta = 15 - 30^\circ$ . Дальнейшему повышению механической мощности на валу генератора будет соответствовать увеличение угла на  $+\Delta\theta$  и электромагнитной мощности генератора на  $+\Delta P$  вплоть до угла  $\theta = 90^\circ$ . При  $\theta = 90^\circ$  увеличение механической мощности на валу вызывает увеличение угла на  $+\Delta\theta$  и уменьшение электромагнитной мощности генератора на  $-\Delta P$ . К ротору генератора будет приложена избыточная мощность, под действием которой угол  $\theta$  будет непрерывно увеличиваться. В результате магнитная связь между ротором и статором нарушается, и генератор переходит в асинхронный или двигательный режим работы с последующим отключением его защиты.

Значение максимальной мощности генератора (статический предел мощности) соответствует углу  $\theta = 90^\circ$  ( $\sin \theta = 1$ ) и определяется выражением

$$P_{\max} = 3EU/x_d.$$

Значение номинальной мощности соответствует углу  $\theta_n$

$$P_n = (3EU/x_d) \sin \theta_n.$$

Отношение максимальной мощности к номинальной называется перегрузочной способностью генератора:

$$k_{\text{синх}} = P_{\max}/P_n = 1/\sin \theta_n.$$

Данный коэффициент характеризует запас статической устойчивости генератора.

Отношение  $\Delta P/\Delta\theta$  или в пределе  $dP/d\theta$  принято называть синхронизирующей мощностью  $P_{\text{синх}}$ . Величину  $dP/d\theta$  еще называют практическим критерием статической устойчивости. Ее положительный знак характеризует способность генератора обеспечить синхронную работу с данной системой. Синхронизирующая мощность при значениях угла  $\theta$  от 0 до  $90^\circ$  положительна, а при значениях угла  $\theta$  от  $90$  до  $180^\circ$  — отри-



цательна. При  $\theta = 90^\circ$  синхронизирующая мощность равна нулю, и с этого момента генератор не может работать параллельно с другими генераторами. Это подтверждается формулой синхронизирующей мощности

$$P_{\text{синх}} = dP/d\theta = (3EU/x_d) \cos \theta,$$

из которой следует, что при  $\theta = 90^\circ \cos \theta = 0$  и  $P_{\text{синх}} = 0$ . Таким образом, участок  $OA$  кривой соответствует устойчивой работе, а участок  $AB$  — неустойчивой. Условие  $dP/d\theta > 0$  является условием статической устойчивости работы синхронного генератора.

Из теории электрических машин следует, что угловая характеристика явнополюсного СТ описывается уравнением

$$P = 3 \left( \frac{E_d U}{x_d} \sin \theta + \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\theta \right),$$

где  $x_q$  — индуктивное сопротивление обмотки статора по оси  $q$ .

Опыты показывают, что при затянувшихся к.з. и в случае, когда напряжение падает почти до нуля, параллельная работа генераторов нарушается, т. е. они оказываются не связанными друг с другом (работающими раздельно). Однако при достаточной чувствительности и идентичности регуляторов напряжения и частоты после отключения к.з. частоты вращения генераторов мало отличаются одна от другой и в отдельные моменты могут совпадать. В эти моменты и происходит сцепление магнитных полей ротора и статора, т. е. ресинхронизация.

Нарушение устойчивости работы АД обычно проявляется в затормаживании или отключении от питающей сети. Затормаживание происходит при нарушении равновесия между вращающим и тормозным моментами на валу двигателя. Отключение происходит под действием максимальной или нулевой защиты.

На рис. 10.12 приведены механические характеристики АД и характеристика тормозного момента, преодолеваемого двигателем (момента сопротивления приводимого двигателем механизма). Этот момент для большинства судовых механизмов несколько падает с уменьшением частоты вращения (увеличением скольжения двигателя). При постоянной частоте вращения вращающий момент  $M$  равен моменту сопротивления  $M_t$  на валу двигателя. При номинальном напряжении сети  $U_n$  работа двигателя соответствует точке 1, при снижении напряжения, например, до  $U_1$  работа двигателя будет соответствовать точке 2, так как из-за механической инерции вращающихся частей скольжение двигателя не успевает измениться. В точке 2 тормозной момент больше вращающего момента двигателя  $M_t > M$ , вследствие чего двигатель тормозится, т. е. его угловая скорость вращения

уменьшается, а скольжение увеличивается от  $s_1$  до  $s_2$ , соответствующей точке 3, в которой  $M_T = M$ . По инерции двигатель проходит точку 3, после которой  $M_T < M$ , угловая частота вращения двигателя восстанавливается, а скольжение продолжает расти до значения  $s_3$ , соответствующего точке 4, при достижении которой площадь  $S_1$  фигуры 1-2-3 (площади замедления) и площадь  $S_2$  фигуры 3-4-5 (площади ускорения) становятся

равными. Достигнув точки 4, угловая частота вращения двигателя будет увеличиваться, а его скольжение уменьшается. В результате возникнет затухающее колебание двигателя относительно точки 3, соответствующей новому установившемуся режиму работы двигателя. При снижении напряжения до  $U_{min}$  и ниже вращающий момент двигателя оказывается меньше тормозного момента, вследствие чего двигатель затормозится, т. е. потеряет устойчивость в работе. Таким образом, при снижении напряжения сети работа АД будет устойчивой при условии, что площадь замедления  $S_1$  больше площади ускорения  $S_2$ , а его скольжение не превысит  $s_{кр}$  ( $s < s_{кр}$ ).

При длительном (статическом) снижении напряжения до 65–70% двигателя затормаживаются. Однако при кратковременном провале напряжения этого не происходит. Торможение электроприводов происходит постепенно по мере уменьшения запасенной ими кинетической энергии. Если напряжение после отключения к.з. или наброса нагрузки восстановится за время, в течение которого двигателя не успеют остановиться, то они начнут разгоняться. Поэтому по условиям устойчивости работы электроприводов можно допускать значительно большие кратковременные снижения напряжения, чем при длительном снижении напряжения.

По мере затормаживания АД в значительной степени изменяются сопротивление его обмоток и потребляемый ток. При снижении частоты вращения на 15–20% АД начинают потреблять ток, близкий к пусковому. Поэтому возможность разгона двигателей после провала напряжения будет определяться устойчивостью работы генераторов, их перегрузочной способностью и возможностью обеспечить подъем напряжения. Как показывают эксперименты и расчеты, при длительности к.з. замыкания более секунды, снижении напряжения на зажимах двигателей до нуля, предварительной нагрузке генератора от 50 до

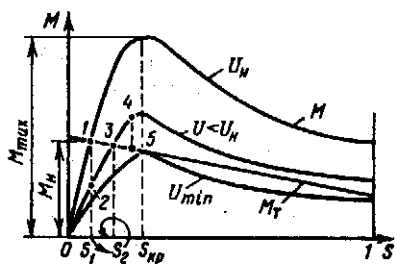


Рис. 10.12. Механические характеристики АД при различных значениях напряжения сети.

75% номинальной и наличии автоматических регуляторов напряжения после отключения к.з. обеспечивается самозапуск АД и, следовательно, устойчивая работа электроприводов.

Большую опасность для устойчивой работы электроприводов при длительных и кратковременных провалах напряжения представляет возможность отключения двигателей от сети под действием минимальной и максимальной защиты.

Подключение АД к сети в большинстве случаев осуществляют с помощью магнитных пускателей, имеющих контактор. При снижении напряжения на 0,4–0,5 номинального сила притяжения катушки контактора настолько уменьшается, что при наличии вибрации происходит отключение магнитного пускателя (примерно за 0,02–0,05 с) и отключение электродвигателя от сети. После восстановления напряжения магнитные пускатели остаются в выключенном состоянии, и для их включения необходимо нажать кнопку «пуск». Опыты показывают, что если к.з. отключается быстро, например, установочным АВ (0,05–0,01 с), то магнитные пускатели не успевают отключиться. При отключении к.з. селективными АВ за 0,1 с и более все магнитные пускатели отключаются. При пусках мощных двигателей и глубоких провалах напряжения магнитные пускатели отключаются независимо от системы регулирования генераторов.

Причинами колебаний мощности параллельно работающих ГА могут быть следующие.

1. Периодическое изменение вращающего момента приводного двигателя одного или всех параллельно работающих генераторов. Такое изменение момента происходит из-за неравномерности вращения, например, дизельных двигателей, что приводит к периодическому перераспределению активной нагрузки. Однако такого рода колебания мощности обычно невелики и составляют доли или единицы процентов от их номинальной мощности. Более существенное влияние оказывает колебание количества впрыскиваемого топлива, происходящее в форсунках дизеля. По этой причине колебания мощности иногда достигают 30% номинальной мощности.
2. Автоколебания в системе регулирования частоты вращения приводных двигателей генераторов. Эти колебания связаны с наличием люфтов в механических связях регуляторов и могут достигать 15–30% номинальной мощности генератора.
3. Автоколебания в системе регулирования возбуждения. Данные колебания связаны с неустойчивостью системы в малом, вызванной чрезмерным значением коэффициента усиления и

гистерезисом корректора напряжения, и ограничены главным образом нелинейностями корректора напряжения. По этой причине колебания мощности могут достигать 50% номинальной мощности.

При включении на параллельную работу ГА с регуляторами, имеющими астатические характеристики, без уравнительных связей может произойти потеря устойчивости.

В результате аperiodического протекания процессов колебания мощности некоторые ГА оказываются перегруженными, а некоторые — недогруженными.

При этом синхронная работа машин может сохраниться, если не сработают аппараты защиты. Это характерно для дизель-генераторных СЭЭС. Поскольку по Правилам Регистра РФ механические упоры устанавливают на топливной рейке дизелей с отметкой 110% нагрузки, агрегат не может принять большую активную нагрузку. Нарушение статической устойчивости и «развал» параллельной работы произойдут здесь в том случае, если один и тот же агрегат примет на себя большую активную нагрузку и сбросит реактивную.

Мероприятия по снижению амплитуды и частоты обменных колебаний мощности состоят в устранении или ослаблении вызывающих их причин.

Уменьшение времени отключения к.з. рассматривают как одно из основных мероприятий, повышающих динамическую устойчивость СЭЭС. Сокращения времени отключения к.з. достигают установкой на линиях, отходящих от ГРЩ, автоматических выключателей с расцепителями мгновенного действия в зоне токов к.з., а также токоограничивающих выключателей и предохранителей. Уменьшение времени к.з. уменьшает также термические действия «аварийных токов», время горения дуги в месте аварии и вероятность самой аварии.

Применение быстродействующих автоматических регуляторов и форсировки возбуждения (АРВ) позволяет повысить характеристику мощности в послеаварийном режиме и существенно увеличить площадь торможения  $S_2$ , если достаточно быстро увеличится ток возбуждения и осуществится переход к новой крутовосходящей характеристике мощности. Следовательно, АРВ генераторов, особенно быстродействующие компаундирующие АРВ и тиристорные системы возбуждения, позволяют эффективно затормозить роторы генераторов.

Форсированное возбуждение генераторов позволяет также повысить устойчивость коммутационных аппаратов управления и уменьшить скольжение АД.

Увеличение механической инерции агрегатов также повышает

динамическую устойчивость системы, поскольку относительное ускорение роторов при данной избыточной мощности обратно пропорционально механической постоянной времени агрегата.

Установка в СЭЭС генераторных агрегатов одинаковой мощности и типа способствует уменьшению разницы в ускорении роторов и, следовательно, уменьшает угол их взаимного расхождения. При проектировании СЭЭС предпочтительно предусматривать параллельную работу однотипных ГА.

Применение успокоительных обмоток в роторах генераторов повышает динамическую устойчивость, способствуя более быстрому затуханию качаний роторов в результате рассеяния энергии в этих обмотках.

Повышение напряжения линий передачи электрической энергии способствует существенному повышению пропускной способности линий, что приводит к повышению динамической устойчивости СЭЭС в целом.

Все перечисленные мероприятия можно дополнить еще такими, как автоматическое повторное включение электрических линий передач, применение усовершенствованных систем регулирования частоты вращения приводных двигателей и др.

## **10.7. ПРИМЕНЕНИЕ АВАРИЙНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Аварийная электростанция используется в случае выхода из строя основной судовой электростанции. Аварийная электростанция располагается на главной палубе судна или на верхних палубах. В качестве источника электроэнергии аварийной электростанции всегда используется аварийный дизель-генератор АДГ. При этом используются преимущества дизеля — компактность, автономность в работе, малое время для запуска агрегата.

Основная и аварийная электростанции судна, включающие в свой состав соответственно ГРЩ и АРЩ, соединяются перемычкой. При обесточивании ГРЩ через 10 с подключается АРЩ с помощью автоматического устройства.

Мощность аварийной электростанции значительно меньше, чем основной; она рассчитывается на основании таблицы нагрузок аварийной электростанции. Потребителями электроэнергии АДГ являются те, которые необходимы в аварийных ситуациях. К ним относятся рулевые электроприводы, пожарные насосы, средства радиосвязи и навигации, средства сигнализации, например тифоны. От аварийной

электростанции питается также аварийное освещение коридоров, палуб, машинного отделения, ходовой рубки.

К специфическим потребителям также относится коммутатор сигнально-отличительных огней, который располагается в ходовой рубке. К сигнально-отличительным огням относятся носовой (в носовой части судна), кормовой (в кормовой части), топовые (на мачтах), зеленый (справа по ходу судна) и красный (слева). Вахтенный судоводитель периодически проводит проверку состояния огней путем нажатия соответствующих кнопок коммутатора. При обнаружении неисправности лампы огней заменяют. В противном случае это может привести к неправильной оценке обстановки в ночное время или в условиях плохой видимости и в конечном счете к аварийной ситуации.

### **11.1. ВГУ КАК СИСТЕМЫ ПОДЧИНЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ**

Системы стабилизации напряжения валогенераторов промысловых судов являются замкнутыми САУ, действующими по принципу отклонения.

Каждую из них можно рассматривать как систему, состоящую из двух контуров управления. В первом контуре регулируется напряжение ВГ (поддерживается постоянство напряжения), а во втором контуре регулируется скорость вращения главного двигателя (поддерживается ее постоянство). Регулятор скорости вращения ГД является одновременно и регулятором скорости вращения валогенератора.

В первом контуре управление происходит по отклонению напряжения ВГ, а во втором контуре по отклонению скорости вращения двигателя. Два указанных регулятора связаны только через гребной вал (или вал отбора мощности ГД), т. е. механически. Эта связь осуществляется через объект управления. В этом заключается особенность рассматриваемой системы. При изменении скорости вращения ГД ее отклонение от постоянной номинальной величины может служить косвенным измерением возмущения по нагрузке. Поскольку второй регулятор действует по возмущению, то систему управления ВГ можно рассматривать как комбинированную систему управления.

В тех случаях, когда возмущение по нагрузке отсутствует, (судно идет по свободной воде, волнения моря нет) скорость вращения гребного вала постоянна. Ее регулятор при этом не действует, работает только регулятор напряжения. Поскольку регуляторы действуют независимо друг от друга в указанных условиях, это позволяет рассматривать их отдельно, что существенно не влияет на точность регулирования. Кроме того, переходной процесс в гидравлическом регуляторе скорости вращения происходит значительно медленнее, чем в электрическом регуляторе напряжения при одном и том же возмущении.

Таким образом, систему управления ВГУ также можно отнести к системам с подчиненным управлением. В таких системах выходное напряжение регулятора внешнего контура является задающим сигналом для регулятора последующего внутреннего контура.

Особенностью данной системы является то, что подчинение происходит по нагрузке, а не по управлению. Подчинение осуществляется в переходном процессе через внутренние обратные связи объекта управления. При этом контур регулирования напряжения является внутренним, подчиненным сигналу от внешнего контура регулирования скорости вращения.

Анализ системы управления ВГ как системы подчиненного управления позволяет использовать метод синтеза регулятора напряжения с астатической последовательной коррекцией для усовершенствования действующего блока управления валогенератора.

### **11.2. СПУ СО СВЯЗЬЮ РЕГУЛЯТОРОВ ПО УПРАВЛЕНИЮ**

Развитие техники управления открыло большие возможности для совершенствования методов управления автоматизированными установками. Этому способствует и разработка унифицированных САУ, причем большое распространение получают структуры, являющиеся многоконтурными системами подчиненного управления (СПУ) с последовательной коррекцией. Здесь каждый контур управления имеет отдельный регулятор, который настраивается в соответствии с передаточной функцией объекта управления данного контура.

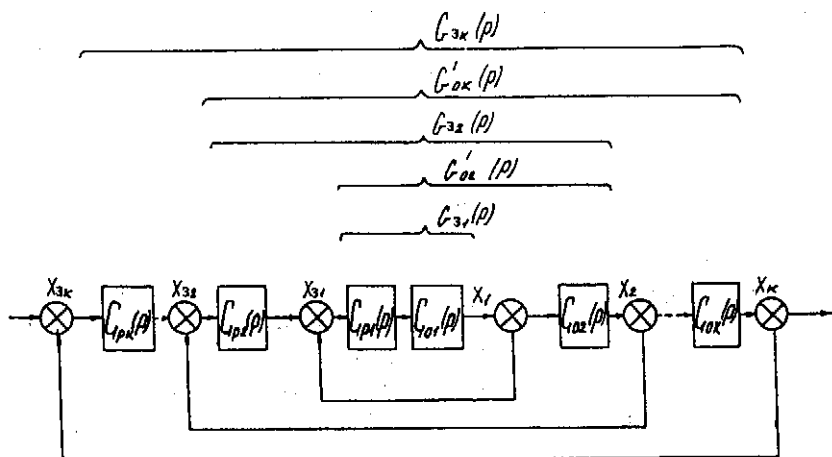
Для СПУ характерно каскадное включение регуляторов, количество которых равно количеству регулируемых координат электропривода, например напряжению или току обмоток, частоте вращения двигателя и др.

На входе регулятора в каждом контуре сравниваются сигналы, пропорциональные заданному и действительному значениям выходного параметра данного контура, а выходное напряжение регулятора служит задающим сигналом для регулятора последующего контура. Таким образом, подчинение контуров происходит со стороны управления.

Обобщенная структурная схема одномерной системы подчиненного управления представлена на рис. 11.1.

В СПУ каждый контур управления содержит, как правило, только одну большую постоянную времени, которая компенсируется действием регулятора. Это облегчает синтез регуляторов и позволяет





**Рис. 11.1.** Обобщенная структурная схема одномерной системы подчиненного управления.

использовать стандартные управляющие элементы. Преимуществом СПУ является возможность ограничения параметров системы путем ограничения задающей величины данного параметра. Контуры СПУ разделяются на две части — регулятор и объект управления. В объект управления включается непосредственно управляемый объект, а также замкнутый контур управления, являющийся внутренним по отношению к рассматриваемому контуру. В соответствии с рис. 11.1 передаточная функция объекта управления (для второго контура) записывается следующим образом:

$$G_{02}(p) = G_{02}(p) \cdot G_{31}(p) = G_{02}(p) \frac{G_{p1}(p) \cdot G_{01}(p)}{G_{p1}(p) \cdot G_{01}(p) + 1}, \quad (11.1)$$

где  $G_{02}(p)$  — передаточная функция объекта второго контура;  $G_{01}(p)$  — передаточная функция объекта первого контура;  $G_{p1}(p)$  — передаточная функция регулятора первого контура;  $G_{31}(p)$  — передаточная функция замкнутого первого контура.

Параметры СПУ рассчитывают путем последовательной (от  $i = 1$  до  $i = n$ ) оптимизации ее отдельных контуров, т. е. передаточные функции замкнутых контуров приводятся в соответствие с заданными условиями.

Далее процесс синтеза регулятора СПУ идет следующим образом. Передаточная функция  $G_r(p)$  в общем случае может быть представлена в виде

$$G_0(p) = G_{ок}(p) \cdot 1/P(1+\tau p), \quad (11.2)$$

где  $G_{ок}(p)$  — часть передаточной функции, включающей в себя звенья, компенсируемые действием регулятора.

При компенсации  $G_{ок}(p)$  с помощью составляющей передаточной функции регулятора  $1/G_{ок}(p)$  будем иметь:

$$G_{раз}(p) = 1/P(1 + \tau p). \quad (11.3)$$

Для получения нулевой статической ошибки передаточная функция должна иметь интегрирующую составляющую, т. е.

$$G_{раз}(p) = 1/T_{ор}P(1 + \tau p). \quad (11.4)$$

При  $T_0 > 2\Sigma\tau$  с достаточной для рассматриваемой задачи точностью можно принять

$$P(1 + \tau p) \sim (1 + p\Sigma\tau), \quad (11.5)$$

где  $\Sigma\tau$  — сумма некомпенсированных постоянных времени.

В этом случае передаточная функция разомкнутого контура

$$G_{раз}(p) = 1/T_{ор}P(1 + p\Sigma\tau), \quad (11.6)$$

а для замкнутого контура управления

$$G_{зл}(p) = 1/T_{ор}P(1 + p\Sigma\tau). \quad (11.7)$$

Для обеспечения оптимального переходного процесса, когда при ступенчатом управляющем воздействии величина перерегулирования не превышает 4,5%, коэффициент демпфирования должен быть равен  $1/2$  (для СПУ второго порядка). При этом необходимо, чтобы  $T_0 = 2\Sigma\tau$ . Тогда

$$G_{раз}(p) = 1/p \cdot 2\Sigma\tau (1 + p\Sigma\tau), \quad (11.8)$$

а передаточная функция регулятора, обеспечивающего оптимизацию контура управления будет иметь следующий вид:

$$G_r(p) = 1/G_0(p) p \cdot 2\Sigma\tau(1 + p\Sigma\tau), \quad (11.9)$$

следовательно, передаточная функция регулятора СПУ должна иметь числитель, равный характеристическому полиному звена объекта управления, который входит в рассматриваемый контур

$$G_{pi}(p) = Tp + 1/p \cdot 2\sigma\epsilon. \quad (11.10)$$

В качестве критерия качества переходных процессов в СПУ принимается так называемый «технический» оптимум, позволяющий получить оптимальное количественное соотношение между величиной перерегулирования и временем переходного процесса, обеспечивая при этом требуемое быстродействие регулятора при нулевом статизме системы управления.

Технический (модульный) оптимум характеризуется следующими параметрами: перерегулирование  $\delta = 4\%$ , время регулирования  $t = 3,3 T_{\Sigma}$ , где  $T_{\Sigma}$  — сумма малых постоянных времени объекта управления.

Для повышения порядка астатизма контура используется и другая типовая настройка, называемая симметричным оптимумом. Свойства контура, оптимизируемого по симметричному оптимуму, также зависят только от суммы малых постоянных времени  $T_{\Sigma}$ . Переходный процесс в данном случае определяется величинами  $\delta = 43,4\%$ ,  $t = 16,5 T_{\Sigma}$ .

Применение той или иной типовой настройки в СПУ зависит от вида передаточной функции объекта и требований к качеству отработки задающего воздействия и основных возмущений.

На выходе регулирующей части СПУ часто устанавливается фильтр, определяющий полосу пропускания и обеспечивающий защиту от помех всей системы и ее нормальную работу. Постоянная времени ТФ данного фильтра является одним из параметров системы управления и определяет ее быстродействие и точность регулирования.

Таким образом, можно сформулировать следующие требования к регулятору СПУ для получения его оптимальной структуры и параметров:

- порядок регулятора определяется числом больших постоянных времени объекта управления;
- каждой большой постоянной времени объекта управления соответствует постоянная времени в результате, равная ей по величине;
- качество переходного процесса определяется параметрами технического или симметричного оптимума.

### 11.3. СПУ СО СВЯЗЬЮ РЕГУЛЯТОРОВ ПО НАГРУЗКЕ

Основные положения подчиненного управления по нагрузке такие же, как в традиционном подчиненном управлении со связью регуляторов со стороны управления. Эти положения заключаются в следующем:

- количество управляемых переменных величин в СПУ по нагрузке должно быть равно числу звеньев объекта управления;
- объект управления представляет собой последовательное соединение линейных апериодических (реже интегральных) звеньев;
- число регуляторов должно быть равным количеству управляемых переменных параметров системы;
- ограничение величины управляемых параметров осуществляется путем ограничения величины выходного сигнала предыдущего регулятора;
- на выходе регулятора целесообразно устанавливать электрический фильтр для регулирования полосы пропускания сигнала и защиты от внешних помех.

Регуляторы параметров в СПУ по нагрузке соединены каскадно, но связь с последующим регулятором происходит путем подачи выходного сигнала предыдущего регулятора не на вход последующего, а на объект управления и далее через внутреннюю обратную связь в переходном процессе на последующий регулятор.

Как правило, системы подчиненного управления со связью регуляторов по нагрузке являются двухконтурными. К таким системам можно отнести валогенераторные установки судов, гребные электрические установки, дизель-генераторные установки, особенно в тех случаях, когда имеется неустойчивость скорости вращения приводного двигателя.

В СПУ по нагрузке внутренним контуром является регулятор напряжения или тока, а внешним — регулятор скорости вращения.

Передаточные функции регуляторов целесообразно выбирать с учетом компенсации этих функций звеньями объекта управления. В качестве требуемых передаточных функций контуров регулирования желательно иметь стандартные оптимальные передаточные функции.

Порядок дифференциального уравнения последующего контура управления на единицу больше, чем порядок дифференциального уравнения предыдущего контура. Тогда в качестве требуемой переда-

точной функции замкнутого  $k$ -го контура необходимо использовать стандартную передаточную функцию  $D_{k+1}(p)(k+1)$  порядка.

Передаточную функцию замкнутого оптимально настроенного  $k$ -го контура можно записать в общем случае следующим образом:

$$G_{\text{эк}}(p) = D_{k+1}(p) = 1/2^k T_m p \frac{1}{D_k(p)} + 1, \quad (11.11)$$

где  $D_k(p)$  — стандартная передаточная функция  $k$ -го порядка.

Поскольку в СПУ (см. рис. 11.1) обратные связи в контурах управления приняты единичными, требуемая передаточная функция разомкнутого контура в соответствии с (11.11) записывается в виде

$$G_k(p) = D_k(p)/2^k T_m p, \quad (11.12)$$

В каждом  $k$ -м контуре имеется регулятор с передаточной функцией  $G_{\text{рк}}(p)$ , оптимально настроенный замкнутый контур  $(k-1)$  контур с передаточной функцией  $G_{\text{з}(k-1)}(p) = D_k(p)$  и объект управления с передаточной функцией  $G_{\text{ок}}(p)$ . Следовательно, для передаточной функции разомкнутого  $k$ -го контура справедливо выражение

$$G_k(p) = G_{\text{рк}}(p) G_{\text{з}(k-1)}(p) G_{\text{ок}}(p) = G_{\text{рк}}(p) D_k(p) G_{\text{ок}}(p). \quad (11.13)$$

Передаточная функция регулятора  $k$ -го контура, обеспечивающая оптимальную настройку данного контура, получается путем приравнивания выражения (11.12) и (11.13) и имеет вид

$$G_{\text{рк}}(p) = 1/G_{\text{ок}}(p)/2^k T_m p. \quad (11.14)$$

Анализ выражения (11.14) показывает, что в передаточной функции регулятора каждого контура управления имеется сомножитель, компенсирующий передаточную функцию объекта управления данного контура.

Поэтому в зависимости от типа звеньев объекта управления регулятор будет также соответствующего типа. Если объект управления содержит одно апериодическое звено, регулятор будет интегрально-пропорциональным (ПИ-регулятор). Если в объекте управления имеются два последовательно включенных апериодических звена, то регулятор будет интегрально-пропорционально-дифференциального типа (ПИД-регулятор). В случае наличия в объекте управления интегрального звена регулятор будет пропорциональным (П-регулятором). Интегральный регулятор (И-регулятор) применяется в случаях, когда в системе управления имеются несколько переменных параметров, связанных пропорциональными зависимостями.

## **11.4. СПОСОБЫ РЕАЛИЗАЦИИ АСТАТИЧЕСКОГО РЕГУЛЯТОРА НАПРЯЖЕНИЯ**

В настоящее время системы подчиненного управления широко распространены в общепромышленном вентильном электроприводе. Для их реализации применяют унифицированные блоки систем регулирования. В основном используют две унифицированные системы управления для электроприводов с последовательной коррекцией: система УБСР (универсальные блоки систем регулирования), разработанная ВНИИ-Электропривод, и система АРХ, разработанная НИИ ХЭМЗ.

Унифицированная блочная система регуляторов, разработанная ВНИИ-Электропривод, включает в себя аналоговую ветвь, куда входят системы УБСР, УБСР-А, УБСР-АИ, и дискретную ветвь, куда входят системы УБСР-Д, УБСР-ДИ.

Система АРХ по своим функциональным возможностям превосходит аналоговую ветвь УБСР. Дальнейшее развитие системы АРХ происходит в том же направлении, что и системы УБСР, т. е. по линии перехода на интегральные микросхемы.

Аппаратную основу систем управления комплектных тиристорных электроприводов постоянного и переменного тока представляет собой унифицированная блочная система регуляторов УБСР-А, вобравшая в себя лучшие достижения современной отечественной микроэлектроники. В отличие от систем УБСР и УБСР-А первого поколения, построенных на дискретных компонентах, в устройствах УБСР-АИ широко применяют интегральные и гибридные микросхемы. Это позволяет существенно уменьшить массогабаритные характеристики, повысить надежность функционирования блоков и существенно улучшить электрические характеристики как блоков в целом и их отдельных устройств, так и систем управления ЭП.

На базе типовых систем УБСР-АИ komponуются системы управления общепромышленного электропривода различного назначения.

Рассмотренные типовые блоки систем управления могут найти применение в ВГУ подчиненного управления по нагрузке. Электрические параметры унифицированных блоков хорошо согласуются с параметрами систем управления судовых ЭЭС. Конструктивное оформление унифицированных блоков в виде отдельных шкафов позволяет разместить их в отсеках управления промысловых судов.

Применение типовых блоков на судах возможно только при их судовом исполнении. Кроме того, их использование приводит к существенной перестройке действующих систем управления судовых ЭЭУ. Для применения на судах блоков УБСР требуется выполнить специ-

альный заказ промышленности с целью разработки модификаций блоков с учетом судовых условий эксплуатации.

Поэтому рассмотренный вариант использования типовых блоков УБСР в береговом исполнении не является рациональным, однако в перспективе при условии дальнейшего широкого применения СПУ на судах это направление можно считать целесообразным.

Для реализации ПИ-регулятора напряжения можно использовать электронный усилитель, имеющийся в системе управления ВГ на промысловых судах РТМ-С. В данном случае электронный усилитель охватывается обратной связью, в которую включается *корректирующее звено* (КЗ).

КЗ состоит из резисторов переменной величины и ряда конденсаторов, включенных параллельно, с помощью которых можно ступенчато регулировать величину емкости. В схеме КЗ устанавливаются расчетные данные сопротивлений и емкости, которые в условиях эксплуатации могут в некоторых пределах отличаться от расчетных в связи с тем, что количественные данные регуляторов напряжения на действующих судах имеют некоторый разброс. Кроме того, влияют такие факторы, как различная настройка регуляторов, различные технические данные элементов регуляторов вследствие их замены в ходе ремонтов, при авариях и плановой модернизации.

Такое же КЗ может быть применено в системах управления напряжением ВГ других типов промысловых судов с учетом величин электрических параметров регуляторов напряжения. В этом случае параметры КЗ должны быть переменными, а КЗ будет универсально для нескольких типов судов.

Элементы КЗ конструктивно оформляются в отдельном корпусе, устанавливаемом на корпусе блока управления ВГ в ЦПУ судна. Подвижный контакт потенциометра КЗ выводится на верхнюю панель корпуса для удобства регулировки сопротивления при настройке. С этой же целью на панель выводятся переключатели соединений конденсаторов. При отладке КЗ его расчетные параметры проверяются экспериментально, для чего целесообразно использовать шлейфный осциллограф, позволяющий записывать характер переходных процессов токов и напряжений.

Вследствие астатического характера ПИ-регулятора напряжение ВГ необходимо ограничивать в допустимых пределах в установившемся режиме работы. В схемах действующих регуляторов напряжения роль задатчика интенсивности играют устройства отсечки по напряжению, поэтому установка специальных задатчиков интенсивности не требуется.

Таким образом, синтезированные КЗ реализуются в виде блоков-приставок к реально действующим регуляторам, что не требует коренной модернизации схемы управления ВГ. КЗ можно изготавливать на электромонтажном предприятии, судостроительном или судоремонтном заводе, а устанавливать — на судоремонтном заводе при ремонте судна. Указанные обстоятельства свидетельствуют о целесообразности применения корректирующих звеньев для регулировки напряжения в действующих и новостроящихся системах управления валогенераторов судов.

Корректирующее звено ПИ-регулятора напряжения с целью автоматизации процесса регулирования можно заменить микропроцессорным устройством, выполняющим аналогичные функции по заранее заданной программе.

При использовании *микропроцессорного устройства* целесообразно объединить в нем несколько функций, например, кроме регулирования напряжения по интегрально-пропорциональному закону, одновременно выполнять функции снижения частоты вращения ГД для поддержания скорости судна на требуемом уровне при соответствующем изменении угла разворота ВРШ с целью экономии топлива. В этом случае микропроцессор работает в автоматическом режиме, самостоятельно начиная и останавливая процесс, а также выбирая оптимальный режим работы ГД по расходу топлива. Этим обеспечивается безвахтенное обслуживание ВГУ с переменной частотой вращения гребного вала.

Для регулирования напряжения с помощью ПИ-регулятора целесообразно использовать микропроцессорное устройство — контроллер программируемый универсальный (КПУ) типа «Электроника МС-2702». Данный КПУ относится к микропроцессорным средствам вычислительной техники общего назначения и может быть использован в составе систем управления технологическим оборудованием.

Структурные особенности, интерфейс и система команд КПУ в целом определяются типом применяемого микропроцессора БИСКРИК80А, представляющего собой однокристалльный восьмиразрядный параллельный микропроцессор с фиксированной системой команд, являющийся центральным элементом обработки информации в КПУ. Микропроцессор содержит шестнадцатиразрядный канал адреса, восьмиразрядный двунаправленный канал данных, четыре выходных и шесть вводных линий управления. Технические возможности позволяют применить КПУ «Электроника МС-2702» для управления ВГУ судов. При размещении на судне корпус КПУ должен быть помещен в металлический кожух, а соединяющие прово-



да должны быть экранированными для защиты от внешнего электромагнитного поля.

КПУ реализует управление напряжением ВГ по интегрально-пропорциональному закону. При этом время переходного процесса напряжения ВГ задается в пределах 0,3 с с учетом времени переходного процесса трансформатора на входе КПУ. Программируется апериодический переходный процесс напряжения с величиной перерегулирования 0,08–0,10 о.е. по отношению к номинальному значению. Величина напряжения возбуждения ВГ в линии обратной связи по напряжению поддерживается на уровне 62–64 В (при уменьшении скорости вращения ВГ до 43 Гц напряжение увеличивается от 62 до 76 В без применения КЗ). Переходный процесс напряжения ВГ представляет собой ступенчатую кривую (ступени по времени через каждые 0,02–0,03 с).

### 11.5. СИНТЕЗ АСТАТИЧЕСКОГО РЕГУЛЯТОРА НАПРЯЖЕНИЯ ВАЛОГЕНЕРАТОРА

Для синтеза регулятора напряжения ВГ судов РТМ-С типа «Прометей» целесообразно использовать метод астатической последовательной коррекции, применяемый для систем подчиненного управления, в данном случае со связью регуляторов через объект управления.

Структурная схема системы управления ВГУ судов РТМ-С соответствует рис. 11.2. На схеме введены новые обозначения:

На основании этой схемы проводим синтез регулятора напряжения ВГ.

Расчет СПУ проводим путем оптимизации контура регулирования напряжения. Передаточная функция объекта оптимизируемого контура имеет вид

$$G_0(p) = G_{ок}(p) \frac{1}{P(\rho\tau + 1)}. \quad (11.15)$$

В этом выражении сомножитель  $G_{ок}(p)$  соответствует звеньям, действие которых компенсируется регулятором. Второй сомножитель является произведением передаточных функций эквивалентных апериодических звеньев, действие которых принципиально не компенсируется вследствие их физической природы, а также реальных апериодических звеньев, компенсация действия которых в данном случае нецелесообразна. Первая группа эквивалентных апериодических звеньев определяет принципиально возможный предел быстрогодействия системы управления.

Постоянные времени  $t$  или их сумма невелики по сравнению с

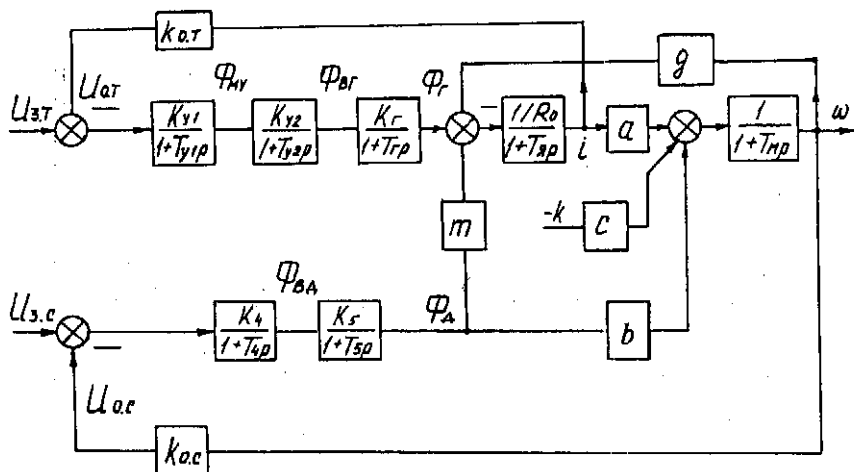


Рис. 11.2. Упрощенная структурная схема системы неизменного тока:

- $T_{y1}$  — постоянная времени первой ступени усиления напряжения;  
 $T_r$  — электромагнитная постоянная времени ВГ;  
 $T_n$  — электромеханическая постоянная времени ВГ;  
 $K_{y1}$  — коэффициент усиления первой ступени усиления напряжения;  
 $K_{an}$  — коэффициент обратной связи по напряжению (вместо  $k_{a.r}$ );  
 $R_0$  — сопротивление цепей ротора ВГ;  
 $U_y$  — напряжение управления на входе регулятора напряжения;  
 $U_f$  — напряжение возбуждения ВГ;  $U$  — напряжение валогенератора;  
 $n$  — скорость вращения ВГ;  $DU_m$  — задающее напряжение регулятора напряжения;  
 $DU_m$  — напряжение, пропорциональное действительному значению напряжения ВГ;  
 $g$  — коэффициент внутренней обратной связи.

постоянными времени, входящими в сомножитель  $G_{ок}(p)$ . Здесь некомпенсируемые постоянные будем называть малыми, а компенсируемые — большими постоянными времени.

Объект управления ВГУ судов РТМ-С является аperiodическим звеном

$$G_0(p) = G_{ок}(p) = K/(1 + T_r p), \quad (11.16)$$

где  $K$  — коэффициент усиления ВГ;  $T_r$  — постоянная времени ВГ.

Для полной компенсации с целью преобразования аperiodического звена в усилительное регулятор, включаемый последовательно с объектом управления, должен иметь передаточную функцию форсирующего звена вида

$$G_p(p) = 1 + T_r p. \quad (11.17)$$

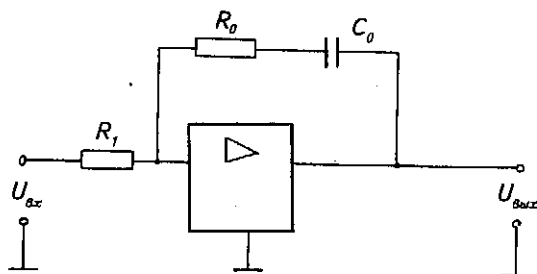


Рис. 11.3. Электрическая схема ПИ-регулятора напряжения.

Однако физически это нереализуемо, поскольку для мгновенного изменения выходной величины инерционного звена на его вход требуется подача бесконечно большого напряжения. В реальной системе, имеющей ограничение по амплитуде, абсолютная компенсация невозможна.

В случае использования безинерционного регулятора при малых задаваемых приращениях выходного напряжения степень компенсации приближается к полной. Но при этом повышается чувствительность регулятора напряжениям внешним помехам. Это уравнение удовлетворяется путем использования ПИ-регулятора напряжения, передаточная функция которого имеет вид

$$G_p(p) = \frac{T_{oc}}{TK} + \frac{1}{pTK}, \quad (11.18)$$

где  $T_{oc}$  — постоянная времени цепи обратной связи РН;  $T$  — постоянная интегрирования.

Астатический ПИ-регулятор напряжения судов РТМ-С реализуется в виде корректирующего звена (КЗ) интегрально-пропорцио-

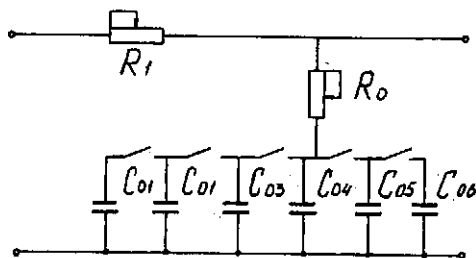


Рис. 11.4. Электрическая схема корректирующего звена.

нального типа, включенного в обратную связь, охватывающую действующий усилитель регулятора напряжения ВГ.

Электрическая схема ПИ-регулятора напряжения показана на рис. 11.3. Здесь действующий усилитель РН представлен в виде решающего усилителя.

Электрическая схема корректирующего звена показана на рис. 11.4. Она состоит из сопротивлений и емкостей, образующих интегрирующее звено и реализованных в виде резисторов с переменной величиной сопротивления, а также ряда параллельно соединенных конденсаторов с постоянной величиной емкости, изменять которую можно путем подключения конденсаторов в параллельное соединение.

Передаточная функция ПИ-регулятора напряжения ВГ записывается в виде

$$G_p(p) = \frac{k}{Tp} + \frac{KT_r}{T}, \quad (11.19)$$

где  $K$  — коэффициент усиления регулятора напряжения;  $K = R/k_{он}k_yk_r$ ,  $R$  — сопротивление цепей ротора ВГ;  $k_{он}$  — коэффициент обратной связи по напряжению;  $k_y$  — коэффициент усиления электронного усилителя ВГ;  $k_r$  — коэффициент усиления ВГ;  $T$  — постоянная интегрирования, выбираемая из условия обеспечения оптимального быстрого действия СПУ при нулевой статической ошибке.

Синтезированный ПИ-регулятор напряжения позволяет и в большей степени уменьшить величину перерегулирования напряжения ВГ путем изменения параметров  $R, C$ -элементов регулятора напряжения, однако при этом увеличивается время регулирования напряжения. Стремление сохранить его в допустимых пределах накладывает ограничения на установку первого перерегулирования. При этом обязательно строго придерживаться настройки на технический оптимум, а регулировать качество переходного процесса в соответствии с требованиями Регистра РФ к судовым ЭЭС, устанавливая необходимую оптимальную настройку.

Для обеспечения оптимальных параметров качества переходного процесса напряжения ВГ судов СТМ типа «Орленок» был синтезирован астатический ПИ-регулятор напряжения с передаточной функцией. Параметры корректирующего звена, включаемого в обратную связь, даны на рис. 11.4.

В результате действия корректирующего звена и одновременного снижения коэффициента усиления действующего регулятора нап-

ряжения ВГ на 15% параметры качества улучшились: величина перерегулирования составляет 12% номинального значения напряжения, время регулирования находится в пределах 0,2 с. Автоколебательный режим напряжения практически устраняется, амплитуды периодического решения составляют  $\mu_1 = 0,018$ ,  $\mu_2 = 0,032$  при частоте  $\omega_1 = 1,8 \text{ с}^{-1}$ .

### 12.1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ В СВЕТОТЕХНИКЕ

Лучистая энергия, излучаемая в виде электромагнитных колебаний в пространство, является одной из известных форм энергии. В зависимости от длины  $\lambda$  волны (то же, что и от частоты колебаний) лучистая энергия может иметь различные свойства и характер действия. У излучений в виде радиоволн  $\lambda = (10\,000 - 0,0001)$  м, у инфракрасных лучей  $\lambda = (100 - 0,77)$  мкм, у видимой части лучистой волны (световой)  $\lambda = (0,77 - 0,38)$  мкм, у ультрафиолетовых лучи имеют длину волны  $\lambda = (0,38 - 0,008)$  мкм, у рентгеновских, гамма- и космических лучей  $\lambda < 0,008$  мкм. Радиоволны излучаются искусственными вибраторами. Инфракрасные лучи образуются, главным образом, при колебаниях отдельных частей молекул или групп атомов. Видимые и ультрафиолетовые лучи излучаются атомами и молекулами веществ в результате изменения состояний электронов на внешних орбитах. Рентгеновские лучи возникают в результате изменений состояний электронов на внутренних орбитах. Гамма-лучи появляются в результате распада радиоактивных элементов.

Итак, свет представляет собой поток электромагнитных колебаний с длиной волны  $0,77 - 0,38$  мкм. В человеческом глазе этот поток, попадая на сетчатку, преобразуется в биологическую энергию и воспринимается как свет. Восприятие света глазом пропорционально его чувствительности к различным цветам, точнее — к различным длинам волн. Диапазон длин волн  $0,77 - 0,38$  мкм в глазе преобразуется в свет разных цветов, к каждому из которых глаз проявляет разную чувствительность. Наиболее видимыми являются желто-зеленые излучения с длиной волны  $0,555$  мкм.

Одной из основных величин в светотехнике является световой поток  $\Phi$ , представляющий собой мощность лучистой энергии, оцениваемую по световому ощущению. За единицу светового потока принят люмен (лм). Например, лампа накаливания мощностью  $40$  Вт и напряжением  $220$  В излучает световой поток  $268$  лм, а люминесцентная лампа типа ЛБ мощностью  $40$  Вт —  $2350$  лм.

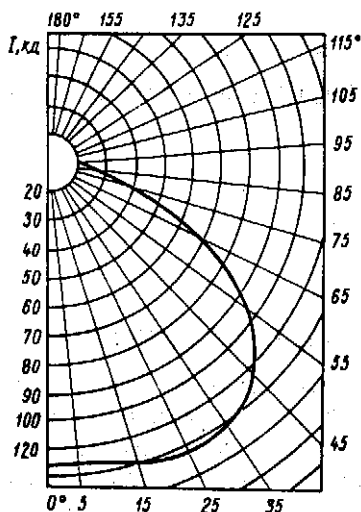


Рис. 12.1. Кривая распределения силы света светильника типа 335А.

Реальный источник света распределяет световой поток в пространстве неравномерно. Пространственная плотность светового потока носит название силы света:  $I = \Phi/Q$ , где  $Q$  — телесный угол. За единицу силы света принята кандела (кд). Силу света, равную 1 кд, имеет точечный источник света, который в пределах телесного угла 1стерадиан (ср) создает световой поток, равный 1 лм (1 кд = 1 лм/1 ср). Стерadian — угол, вырезающий на поверхности сферы площадь, равную квадрату радиуса данной сферы. Сила света определяется конструкцией осветительного прибора и значением светового потока источника света. Она большая у сигнального про-

жектора, где угол  $Q$  мал, и имеет небольшое значение у обычного светильника. Чтобы иметь представление о том, как в разных направлениях данный светильник распространяет свет, строят кривые светораспределения (рис. 12.1), которые позволяют определить силу света от данного светильника в любом направлении при условной лампе в светильнике, создающей поток 1000 лм.

Для оценки условий освещения обычно пользуются понятием освещенности. За единицу освещенности принят люкс (лк). Освещенностью называется поверхностная плотность светового потока  $E = \Phi/S$ , где  $\Phi$  — световой поток, лм;  $S$  — площадь освещаемой поверхности, м<sup>2</sup>. Например, в летний полдень освещенность составляет около 100 000 лк, в полнолуние — 0,2 лк, на столе в аудитории — 150 лк. Освещенность на судах нормируется Правилами Регистра РФ. Так, для помещений ЦПУ и МО освещенность должна быть не менее 75 лк, для проходов и палуб — 50 лк.

## 12.2. ИСТОЧНИКИ СВЕТА

Источники света, применяемые на судах, разделяют на тепловые (лампы накаливания) и газоразрядные (люминесцентные лампы низкого и высокого давления).

**Лампы накаливания.** Эти лампы состоят из стеклянной колбы, внутри которой на стеклянном стержне с помощью молибденовых

крючков закреплена нить накала из вольфрамовой проволоки. Два платинитовых или никелевых электрода соединяют концы нити накала с цоколем, изготовленным из латуни или оцинкованной стали. Лампы малой мощности выполняют вакуумными, а колбы ламп большой мощности заполняют смесью тяжелых инертных газов (аргон, криптон, азот) под давлением около 80 кПа. Основная цель заполнения ЛН инертным газом — замедлить испарение материала нити (увеличить время горения  $N$ ) и уменьшить передачу теплоты к колбе.

Температура нити накала вакуумных ЛН составляет около 2400 °С, а газонаполненных — около 2900 °С. С повышением температуры накала увеличивается световая отдача  $\psi$  лампы — отношение светового потока (лм) лампы к ее электрической мощности (Вт). Лампы накаливания большой мощности, а также лампы низкого напряжения, имеющие более толстую нить и, следовательно, допускающие более высокую температуру накала, обладают большей световой отдачей по сравнению с ЛН малой мощности и высокого напряжения.

К применению на судах рекомендованы лампы судовые и общего назначения, с обычной и цилиндрической колбой (продолжительность горения 1000 ч), а также низковольтные миниатюрные и автомобильные лампы, лампы прожекторные мощностью 500—5000 Вт с небольшой продолжительностью горения (30—400 ч), лампы зеркальные с внутренним зеркальным покрытием колбы для концентрации светового потока и лампы кварцевые галогенные (йодистые). Последние изготовлены в виде горизонтально устанавливаемых цилиндрических кварцевых трубок небольших габаритных размеров со спиральной нитью накала, расположенной по длине трубки. При напряжении 200 В их мощность (1500 и 1000 Вт) обеспечивает мощный световой поток (33 000 и 22 000 лм) при сроке службы 2000 ч. В состав инертных газов кварцевой лампы введены галогены (йод или бром), что обеспечивает оседание испаряющегося вольфрама на нить накала и повышает срок службы лампы.

Лампы накаливания широко используют благодаря ряду достоинств: простоте конструкции и низкой стоимости, широкому диапазону шкал мощностей и напряжений, разнообразию форм и размеров, простоте подключения к сети, отсутствию периода разгорания и широкому диапазону рабочих температур ( $\pm 60$  °С). В то же время они имеют существенные недостатки: низкий КПД (2—3%), большую зависимость характеристик ламп от колебаний напряжения (рис. 12.2), отличие спектрального состава от естественного света.

**Люминесцентные лампы низкого давления.** По сравнению с лампами накаливания ЛЛ являются более совершенными источниками света. На судах широко применяют трубчатые ЛЛ. Они выполнены в



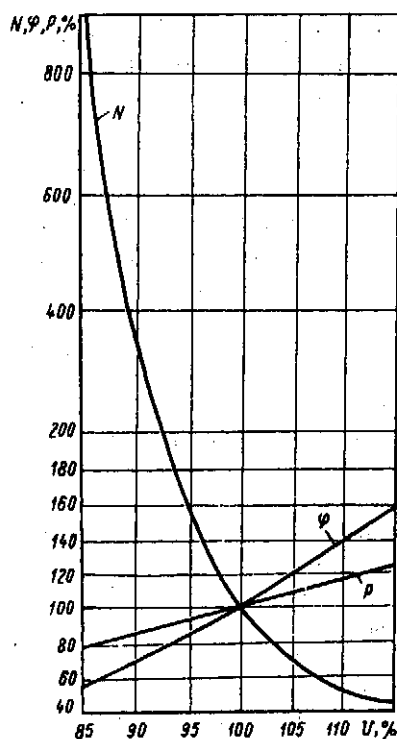


Рис. 12.2. Характеристики ламп накаливания.

виде стеклянных трубок длиной 0,3–0,6 м (при напряжении 127 В) и 0,9–1,5 м (при напряжении 220 В). На внутреннюю поверхность ламп нанесен слой люминофора. На концах трубки впаяны 2 электрода в виде вольфрамовой спирали, покрытой слоем оксидов для увеличения эмиссии электронов. После откачивания воздуха в лампу вводится капля ртути и инертный газ под давлением 400 Па. Принцип горения лампы основан на явлении люминесценции: атомы аргона, а затем смеси атомов аргона и ртути под действием разности потенциалов на электродах начинают излучать ультрафиолетовые лучи (электролюминесценция). Лучи, попадая на люминофор, вызывают его видимое свечение (фотолюминесценция). Изменяя состав люминофора, получают ЛЛ трех типов: ЛД — лампы дневного света, ЛДЦ — лампы дневного света с улучшенной цветопередачей,

ЛБ — лампы белого света. В судовых условиях в основном применяют ЛЛ типа ЛБ со спектральным составом, близким к естественному свету.

Оптимальная температура работы ЛЛ составляет 20–25 °С. Отклонение температуры в любую сторону уменьшает светоотдачу. При снижении напряжения на 10% номинального лампы могут не зажечься или мигать. Частота включений ЛЛ влияет на срок их службы, так как в момент включения происходит распыление оксидного покрытия электродов, при полном расходе которого лампа перестает зажигаться.

По сравнению с ЛН люминесцентные лампы имеют КПД и срок службы в 3–4 раза больше, они стойки к воздействию вибраций и ударов, при колебаниях напряжения сети параметры горения изменяются незначительно, обладают небольшой яркостью, имитируют естественное дневное освещение. К недостаткам ЛЛ следует отнести: зависимость световых параметров от температуры; наличие стробоскопического эффекта (неошутимые глазом мигания света могут сов-

пасть с частотами механических колебаний тел, в результате искажается действительное представление о движении тел, т. е. движущаяся деталь может показаться неподвижной); необходимость применения достаточно сложных и тяжелых пусковых устройств в связи с тем, что напряжение зажигания ламп превышает рабочее напряжение лампы, а иногда и напряжение сети; наличие периода зажигания; токсичность паров ртути, которые могут появиться при разрушении лампы.

Люминесцентные лампы тлеющего разряда применяются как сигнализационные. Они состоят из небольшой стеклянной цилиндрической колбы, покрытой люминофором. Внутри впаяны 2 близко расположенных электрода. В зависимости от состава люминофора лампы дают желтый, зеленый, оранжевый и другие цвета (соответственно типы ТЛЖ, ТЛЗ, ТЛО и др.).

**Люминесцентные лампы высокого давления.** Наиболее распространены ЛЛ высокого давления типа ДРЛ (дуговая ртутная лампа). Они состоят из стеклянной колбы 5, покрытой внутри люминофором, и заключенной в ней кварцевой трубки 3, заполненной аргоном при давлении 400 Па с добавкой ртути (рис. 12.3). В торцы кварцевой трубки впаяны активированные рабочие 4 и поджигающие 2 электрода, включенные через резисторы 1.

При включении лампы в сеть между рабочими и поджигающими электродами возникает тлеющий разряд, ионизирующий аргон. При достаточной ионизации разряд перебрасывается в промежуток между рабочими электродами, после чего начинается процесс испарения ртути и повышения давления внутри трубки до 500–10 000 Па. Возникший дуговой разряд сопровождается интенсивным излучением ультрафиолетовых лучей. Люминофор преобразует невидимое ультрафиолетовое излучение в свет. Схема включения лампы ДРЛ состоит из дросселя  $L$ , ограничивающего ток лампы и стабилизирующего режим горения, конденсатора  $C$ , подавляющего радиопомехи. Период рагорания лампы составляет 3–10 мин.

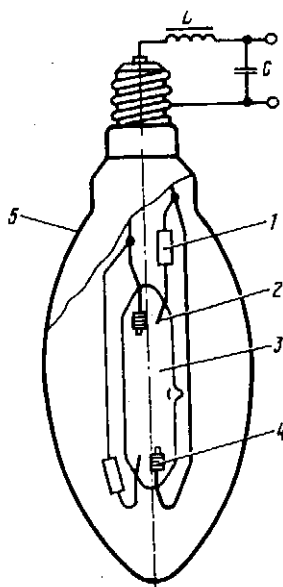


Рис. 12.3. Дуговая ртутная 4-электродная лампа типа ДРЛ.

Световой поток и процесс зажигания лампы не зависят от температуры окружающей среды, так как большая колба заполнена углекислым газом, являющимся теплоизолирующей оболочкой. Достоинством ламп ДРЛ является сочетание малых габаритных размеров с большим световым потоком (10—46 клм при мощностях ламп 250—1000 Вт). К недостаткам ламп ДРЛ следует отнести наличие периода разгорания. После погасания повторное включение возможно только через 5—10 мин после охлаждения лампы.

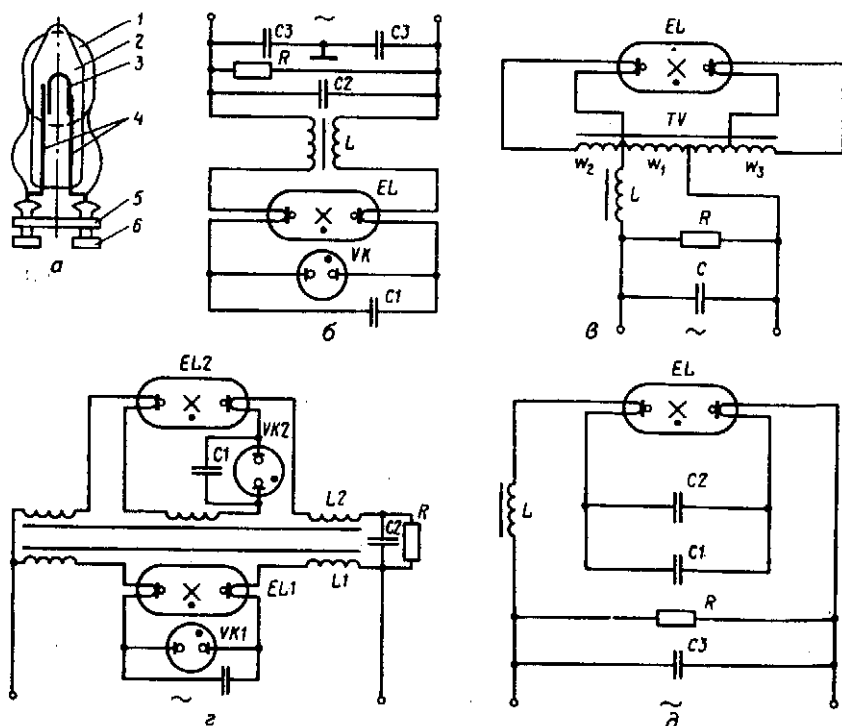
Двухэлектродные лампы ДРЛ не имеют зажигающих электродов, и их схема включения усложнена трансформатором, разрядником и другими элементами.

Существуют дуговые ксеноновые, криптоновые, натриевые и металлогалогенные лампы, различающиеся разными цветовыми оттенками.

### **12.3. СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ЛЮМИНЕСЦЕНТНЫХ ЛАМП**

В состав пускорегулирующего аппарата ЛЛ входят дроссели, стартеры, конденсаторы и резисторы. Стартер (рис. 12.4, а), служащий для замыкания (размыкания) цепи пуска ЛЛ, изготавливают в виде стеклянной колбы 2, в которую впаяны 2 стальных электрода 4. К одному из электродов приварена биметаллическая пластина 3. Для подключения стартера на изоляторе 5 смонтированы алюминиевые или латунные штыри 6. В отверстия штырей заведены концы электродов, и затем штыри в месте соединения опрессованы. Рядом с колбой стартера размещен конденсатор 1. Все устройство закрыто алюминиевым футляром с изоляционной прокладкой.

Простейшая схема подключения ЛЛ дана на рис. 12.4, б. В исходном состоянии сопротивления стартера УК и лампы EL очень большие. При подаче питания в стартере появляется тлеющий разряд между его электродами и сопротивление стартера уменьшается. Через обмотки 2-катушечного дросселя L, электроды лампы и область тлеющего разряда стартера протекает ток прогрева электродов. Тлеющий разряд вызывает изгиб биметаллической пластины стартера, и она замыкается с электродом. Теперь сопротивление стартера близко к нулю, поэтому через электроды лампы протекает ток, прогревающий их до температуры 800—900 °С. При этом благодаря термоэмиссии внутри лампы появляется достаточное число электронов. Из-за отсутствия тлеющего разряда электроды стартера остывают и размыкаются. Разрыв цепи вызывает всплеск ЭДС самоиндукции на дросселе, создающей на электродах лампы импульс высокого напряжения, под



**Рис. 12.4.** Схемы подключения люминесцентных ламп:

*а* — стартер; *б, в* — соответственно стартерная и автотрансформаторная схемы подключения; *г* — схема 2-лампового светильника; *д* — резонансная схема подключения.

действием которого происходит ионизация аргона и паров ртути—лампа зажигается. Теперь сопротивление ЛЛ мало, но ток лампы и напряжение на ней ограничены сопротивлением последовательно включенных обмоток дросселя. Стартер оказывается под пониженным напряжением и повторно не срабатывает.

Использование дросселя приводит к снижению  $\cos \varphi$ . Для его повышения в схему включается конденсатор  $C2$ , который при выключении лампы разряжается через резистор. Конденсаторы  $C1$  и  $C3$  служат для уменьшения радиопомех, создаваемых стартером.

Наличие стартера — контактного устройства — снижает надежность работы ЛЛ. Схема бесстартерного пускорегулирующего аппарата (рис. 12.4, *в*) собрана на автотрансформаторе  $TV$  и дросселе  $L$ . Пока лампа не зажглась, через дроссель течет небольшой ток, обусловленный достаточно высоким сопротивлением обмотки  $w_1$ . На дросселе

существует небольшое падение напряжения, поэтому к обмотке  $w_1$  трансформатора приложено почти все напряжение сети, которое обеспечивает повышенное напряжение в обмотках  $w_2$  и  $w_3$ . В результате создаются условия для прогрева электродов и возникновения эмиссии. Лампа зажигается, и ее сопротивление уменьшается. Теперь через дроссель течет ток лампы. На дросселе увеличивается падение напряжения, а напряжение на обмотках автотрансформатора уменьшается. В данной схеме дроссель не используется в процессе зажигания ЛЛ, но выполняет свою вторую роль — ограничивает напряжение на ЛЛ после зажигания.

По сравнению с 1-ламповыми светильниками 2-ламповые (рис. 12.4, з) более компактны. Лампа EL2 включена через конденсатор C2, поэтому вектор ее тока опережает вектор тока лампы EL1. Невидимые мигания ламп возникают несинхронно. Стробоскопический эффект можно уменьшить, подключая светильники данного помещения в разные фазы 3-фазной сети.

Люминесцентные лампы по сравнению с ЛН более экономичны, но в пускорегулирующих аппаратах этих ламп расходуется около 30% электроэнергии, подводимой из сети. Наиболее простой и рациональной, с точки зрения минимальных массы и потерь, является резонансная схема подключения (рис. 12.4, д), которая используется в сетях с частотой 400 Гц. С помощью резонансного эффекта, создаваемого цепью L-C1, C2, в пусковой период на лампе возникает напряжение, в 1,5–2,3 раза большее напряжения сети. После зажигания лампы резонанс нарушается включением сопротивления лампы. Бесстартерные схемы все же имеют дополнительные потери, обусловленные наличием небольшого тока накала даже после зажигания лампы, но этот недостаток компенсируется высокой надежностью бесстартерных схем и увеличением срока службы ЛЛ (примерно на 50%).

## 12.4. СВЕТИЛЬНИКИ И ПРОЖЕКТОРЫ

Для рационального распределения светового потока применяют осветительные приборы, которые разделяют на 2 группы: приборы ближнего действия — светильники и дальнего действия — прожекторы. В состав осветительного прибора входят источник света и светильник (арматура).

**Светильники.** Обычно светильник состоит из корпуса, отражателя, рассеивателя или защитного стекла, ламподержателей, пускорегулирующей аппаратуры (для ЛЛ), колодки выводов, устройства уплотнения ввода кабеля (для наружных и взрывозащищенных светильников) и деталей крепления.

Светильники классифицируют по:

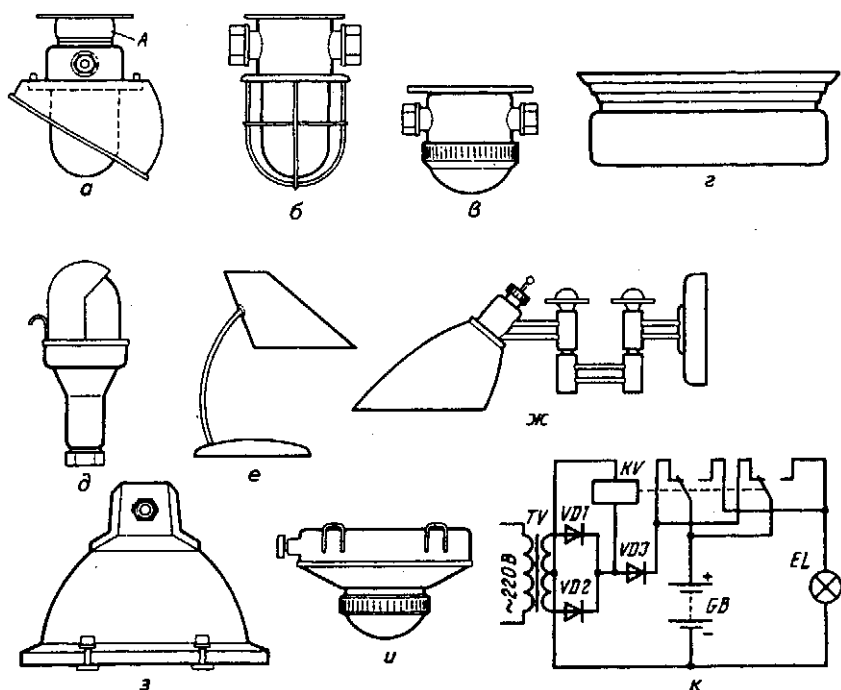
- назначению: общего, местного освещения и специальные;
- принципу установки: подвальные, переборочные, переносные (настольные, напольные и подвесные);
- виду источника света: с ЛН и с газоразрядными лампами;
- габаритным размерам: светильники нормальных размеров и малогабаритные (с малогабаритными лампами);
- исполнению: защитные (без уплотнения), водозащищенные (защищенность против обливания водой), герметичные (рассчитаны на определенное давление воды или газа), взрывозащищенные (взрыв газа внутри светильника должен исключать взрыв взрывоопасной среды в помещении).

Защита светильников от влияния агрессивной внешней среды, ударных и вибрационных нагрузок, качки судна достигается их специальным конструктивным исполнением, применением антикоррозионных покрытий и материалов, использованием термостойких прокладок и стекол, установкой на амортизаторах и креплением во время качки настольных и других переносных светильников. Специальная технология изготовления светильников обеспечивает их защиту при использовании в условиях тропического климата.

Перераспределение светового потока в светильнике связано с потерями на поглощение энергии в отражателе, рассеивателе и других частях светильника. В результате световой поток светильника оказывается меньше, чем световой поток лампы. Отношение этих потоков определяет КПД светильника. У лучших светильников КПД составляет 0,7–0,85.

На судах наиболее распространены следующие светильники:

- подпалубный типа 328 (рис. 12.5, а, б) водозащищенного исполнения под лампу нормального размера мощностью 60 Вт, имеющий амортизатор А и различные защитные устройства;
- подпалубный типа 56 (рис. 12.5, в) водозащищенного исполнения под миниатюрную лампу напряжением 12–24 В и мощностью 25 Вт (используется как светильник малого аварийного освещения);
- плафон каютный типа 434У (рис. 12.5, г) защищенного исполнения с двумя лампами мощностью по 60 Вт и напряжением 127, 220 В;
- переносной (рис. 12.5, д) водозащищенного исполнения с миниатюрной лампой напряжением 6, 12, 24 В и мощностью 25 Вт;



**Рис. 12.5.** Судовые светильники:

*а, б, в* — подпалубные; *з* — плафон каютный; *д* — переносной; *е* — настольный;  
*ж* — штурманский; *з* — салинговый; *и* — аккумуляторный;  
*к* — схема подключения аккумуляторного светильника.

- настольный типа 855 (рис. 12.5, *е*);
- штурманский типа СС-350 (рис. 12.5, *ж*) с лампой нормального размера мощностью 60 Вт;
- салинговый (рис. 12.5, *з*) водозащищенного исполнения, снабжающийся мощными лампами накаливания или лампами ДРЛ и служащий для освещения больших открытых пространств (например, мест выполнения грузовых операций);
- аварийный аккумуляторный типа 621М (рис. 12.5, *и*).

В схеме подключения (рис. 12.5, *к*) аккумуляторного светильника при наличии напряжения 220 В от основной или аварийной электростанции реле KV включено, через его замкнутые контакты протекает ток заряда щелочной батареи GB. В это время помещение освещается другим светильником. Когда не работают основные и аварийные генераторы, реле KV, отпуская якорь, своими контактами переключает

батарею GB на лампу EL напряжением 3,75 В. Понижающий трансформатор TV, диоды и батарея размещены в корпусе светильника.

На судах применяют также светильники медицинские, надкочные, подсвечивания, светильники-указатели и др.

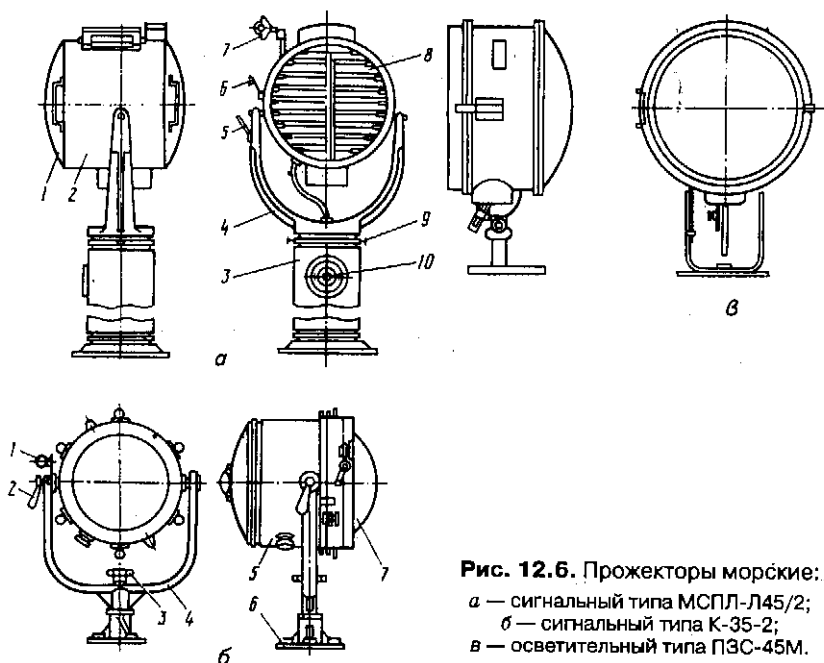
На каждый светильник имеются кривые светораспределения (см. рис. 12.1), по которым можно определить силу света в любом направлении, и кривые пространственных изолукс. По этим кривым в зависимости от высоты подвешивания светильника можно определить освещенность в заданной точке освещаемой поверхности. Кривые светораспределения и пространственных изолукс вычерчены с расчетом установки в светильнике условной лампы, создающей световой поток 1000 лм.

Светильники с ЛЛ по сравнению со светильниками ЛН имеют более сложную конструкцию, так как в них размещена пускорегулирующая аппаратура. Яркость ЛЛ выше допустимой, поэтому светильники снабжают рассеивателями (колпаками) из молочного или опалового органического стекла или устанавливают светорассеивающие решетки. В светильниках водозащищенного исполнения ЛЛ размещены в трубках из полупрозрачного органического стекла. В светильниках устанавливают трубчатые ЛЛ типов ЛБ15, ЛБ40 (15 и 40 Вт). Светильники могут быть 1, 2, 3 и 4-ламповыми (светильник типа 754 является 6-ламповым). Светильники с ЛЛ подразделяют на подпалубные, щитовые, прикроватные, угловые и прикарнизные.

**Пржекторы.** Осветительный прибор дальнего действия, в котором световой поток источника света концентрируется при помощи оптического устройства в направленный пучок света, называют прожектором. Обычно угол рассеяния у сигнальных прожекторов составляет 3—9° (при этом достигается максимальная сила света). На сигнальный прожектор можно установить линзовый рассеиватель, увеличивающий угол рассеяния до 35—40° (при этом освещаемая площадь увеличивается, а сила света уменьшается). Прожекторы используют для освещения далеко расположенных объектов или близлежащих пространств, а также их можно применять в качестве сигнальных. Прожекторные лампы накаливания имеют большую мощность (500—5000 Вт) и работают в напряженном тепловом режиме, поэтому их срок службы обычно всего 30—150 ч (редко 400 ч).

Морской сигнальный прожектор МСПЛ-л45/2 (рис. 12.6, а) состоит из тумбы 3 и корпуса 2, который с помощью опор покоится на лире 4. Корпус защищен стеклом 1 (с задней стороны крышкой). Вместе с лирой прожектор может поворачиваться относительно вертикальной оси, а на опорах лиры поворачивается относительно горизонтальной оси. Прожектор фиксируют в нужном положении с помощью зажи-





**Рис. 12.6.** Прожекторы морские:

*а* — сигнальный типа МСПЛ-Л45/2;

*б* — сигнальный типа К-35-2;

*в* — осветительный типа ПЗС-45М.

мов 5 и 9. Рукоятка 6 позволяет управлять решеткой 8 с поворотными жалюзи, с помощью которых можно быстро перекрыть свет для подачи сигналов азбуки Морзе. Визирное устройство 7 позволяет ориентировать прожектор на нужный объект. Выключатель 10 коммутирует прожекторную лампу мощностью 1000 Вт. Сверху корпуса 2 имеется кожух с вырезом для выхода нагретого воздуха. При освещении рабочих мест стекло 1 заменяют линзовым рассеивателем.

Морской сигнальный прожектор К-35-2 (рис. 12.6, б) крепят к фундаменту с помощью фланца 6. Он также имеет поворотные жалюзи, управляемые рукояткой Л. Положение прожектора фиксируется зажимами 2 и 3. Прожектор рассчитан на лампы мощностью 220 Вт (при напряжении 24 В) и 300 Вт (при напряжении 127 В), его габаритные размеры (535 × 570 × 510) меньше габаритных размеров прожектора МСПЛ-Л45/2 (1630 × 680 × 550).

Прожекторы заливающего света ПЗС-45М и ПЗС-35М (рис. 12.6, в) с диаметрами отражателей соответственно 450 и 350 мм не имеют фокусирующих устройств и жалюзи. Их устройство гораздо проще: цилиндрический корпус, металлический отражатель, защитное стекло и элементарное поворотное устройство. Прожекторы ПЗС с лампами нака-

ливания мощностью 1000 и 500 Вт применяют для освещения рабочих мест (например, при погрузке).

Прожектор «Суэцкий» устанавливают в носовой части судна и включают при проходе Суэцкого канала. В прожекторе установлены 2 лампы мощностью по 2000 Вт (рабочая и резервная) напряжением 127 или 220 В. Стекланный параболический отражатель диаметром 600 мм состоит из двух половин, каждая из которых может поворачиваться относительно вертикальной оси. Можно получить 1 пучок света или 2 с темным промежутком до  $15^\circ$  для одновременного ориентирования относительно двух берегов сравнительно узкого канала.

В светильники следует устанавливать только штатные исправные лампы. Светильники должны быть полностью укомплектованы стеклами, защитными сетками и т. д. Переносные светильники и взрывобезопасные аккумуляторные светильники проверяют не реже одного раза в месяц, а также перед каждым использованием. При выполнении работ в сырых и закрытых помещениях и пространствах (внутри цистерн, котлов, в льялах и т. д.) применяют переносные светильники напряжением не более 12 В. Не реже одного раза в 3 мес светильники очищают и заменяют неисправные детали, а один раз в год выполняют обслуживание светильников с частичной разборкой и измерением сопротивления изоляции.

Прожекторы во время бездействия должны быть зачехлены. Во время их осмотров проверяют плавность хода жалюзи, устраняют заедания в устройствах поворота. Отражатели и защитные стекла очищают мягкими кистями или ветошью. Хромированные отражатели протирают салфеткой с меловой пудрой. Отражатели с серебряным покрытием нужно очищать осторожно, так как они покрыты тонким слоем бесцветного лака.

## 12.5. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Правила Регистра РФ регламентируют нормы освещенности судовых помещений и палуб. Для выполнения этих норм необходимо провести расчеты соответствующего количества светильников общего или местного освещения с определенной мощностью источника света. Все светотехнические расчеты разделяют на 2 вида. Расчеты 1-го вида применяют для определения нужного количества светильников при заданной освещенности. Расчеты 2-го вида являются проверочными (при известном количестве светильников, после их выбора определяют действительную освещенность в разных точках освещаемой поверхности).

**Метод удельной мощности.** Этот метод позволяет простейшим способом определить ориентировочную суммарную мощность источни-

ков света для данного помещения и затем выбрать нужное количество светильников. Потребляемая осветительной установкой общая мощность (Вт)

$$P = p \cdot S,$$

где  $p$  — удельная мощность, Вт/м<sup>2</sup> (выбирают по таблицам в зависимости от характеристик помещения и светильника, при заданном значении  $E$ );  $S$  — площадь помещения, м<sup>2</sup>.

Необходимое для установки количество светильников

$$N = P/(np_n),$$

где  $n$  — число ламп в светильнике;  $p_n$  — мощность одной лампы.

**Метод коэффициента использования светового потока.** С помощью этого метода можно определить количество светильников для общего освещения помещения:

$$N = SE_{\min} k_3 z / (n \Phi_{\lambda} \eta).$$

Площадь (м<sup>2</sup>) помещения задается условиями расчета. Минимальная нормируемая освещенность  $E_{\min}$  (лк) устанавливается Правилами Регистра РФ. Коэффициент  $k_3$  запаса учитывает эксплуатационное снижение освещенности вследствие загрязнения светильников и отражающих плоскостей помещения, а также уменьшение светового потока ламп в процессе эксплуатации ( $k_3 = 1,15$ – $2,0$  и выбирается по таблице). Коэффициент  $z$  неравномерности освещения составляет 1,1 для люминесцентных ламп и 1,15 для ламп накаливания. Он учитывает неравномерность расположения светильников. Зная характеристики помещения, проектант ориентируется на определенный тип светильников, поэтому количество ламп в светильнике и их мощность известны. По мощности и типу ламп с помощью таблицы находят значение светового потока  $\Phi_{\lambda}$ . Коэффициент  $\eta$  использования светового потока выбирают по таблице в зависимости от типа светильника, соотношения размеров помещения и коэффициентов отражения поверхностей помещения. Значение  $\eta$  лежит в пределах 0,12–0,63.

После определения количества светильников их необходимо разместить на подволоке наиболее рационально, чтобы получить равномерную освещенность.

**Точечный метод.** Этот метод дает возможность определить освещенность в любой точке рабочей поверхности при известном расположении, типе светильников и мощности ламп. Освещенность от всех светильников находят в нескольких точках поверхности и сравнивают ее с нормируемой. Таким образом, точечный метод расчета является проверочным и его можно выполнять двумя способами: с помощью

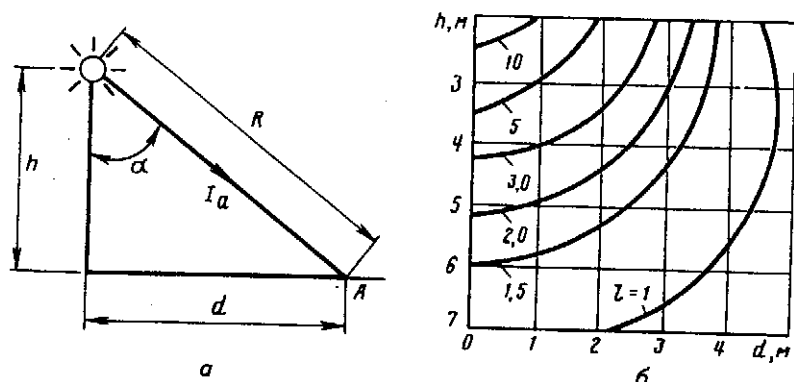


Рис. 12.7. Схема расположения светильника (а) и кривые пространственных изолюкс (б).

пространственных изолюкс и кривых распределения силы света.

Точечный метод расчета с помощью пространственных изолюкс позволяет определить освещенность в выбранной точке поверхности (рис. 12.7, а):

$$E = n\Phi_{\text{л}}\mu\Sigma e/(10^3 k_3),$$

где  $n$  — число ламп в светильнике;  $\Phi_{\text{л}}$  — световой поток одной лампы;  $\mu$  — коэффициент дополнительной освещенности, учитывающий влияние удаленных светильников и отраженность света (выбирают в пределах 1,0–1,3 с учетом расположения контролируемой точки);  $e$  — условная горизонтальная освещенность (определяют по графикам пространственных изолюкс).

На рис. 12.7, б представлен график пространственных изолюкс для светильника типа СС-834 с источником света, световой поток которого равен 1000 лм. Пространственные изолюксы представляют собой кривые, проходящие через геометрические места точек, имеющих одинаковую освещенность. По координатам расположения светильника определяют значение  $e$  от одного светильника, а затем определяют суммарную освещенность  $\Sigma e$  от всех светильников.

Точечный метод расчета с помощью кривых распределения силы света основан на использовании закона зависимости освещенности от силы света, называемого законом квадрата расстояния (Д).

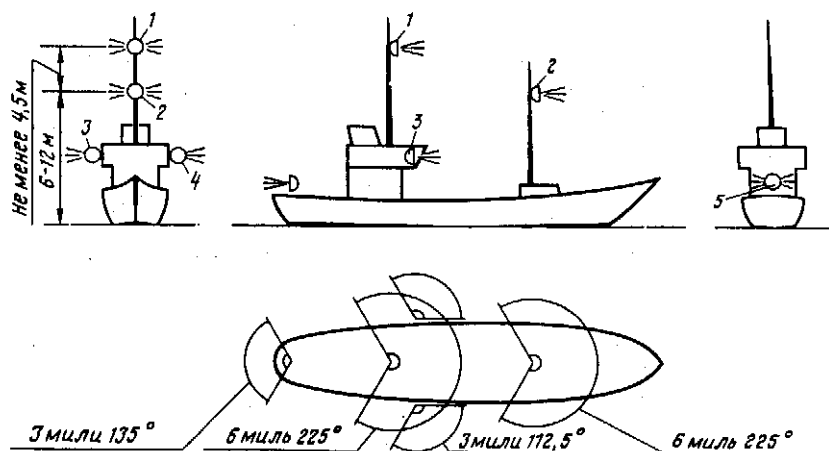
По кривой светораспределения для данного светильника (см. рис. 12.1) определяют силу света  $I$  (кд) в контролируемой точке под углом  $\alpha$  при условной лампе, создающей световой поток 1000 лм. Для лампы со

световым потоком  $\Phi_{\text{л}}$  сила света  $I_{\text{л}} = K\Phi_{\text{л}}/10^3$ . Высоту подвеса  $h$  светильника в метрах подставляют в формулу. Так определяют освещенность в контролируемой точке от каждого светильника ( $E_1, E_2, E_3, \dots, E_n$ ). Затем находят суммарную освещенность в точке  $E = E_1 + E_2 + E_3 + \dots + E_n$ . Полученные значения освещенности в разных точках освещаемой поверхности сравнивают со значением нормируемой освещенности.

## 12.6. СВЕТОВАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ

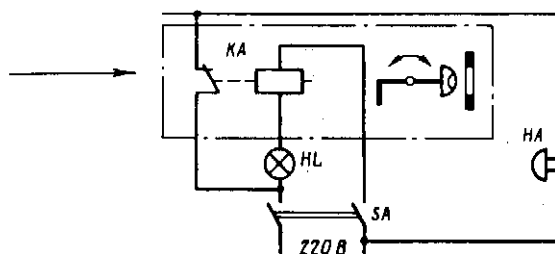
Для обеспечения безаварийного и безопасного судовождения все суда снабжают навигационными огнями, предусмотренными Международными правилами предупреждения столкновений судов в море (ЛПСС и Правилами Регистра РФ). Все суда разделяют на группы и для каждой группы устанавливают количество навигационных огней, их цветность, дальность действия, направление и значение углов свечения, а также расположение их на судне (рис. 12.8).

Расположение навигационных огней на судне в темное время суток дает возможность наблюдателю установить направление движения судна. При стоянке судна на якоре в темное время зажигают 2 белых огня кругового действия на корме и баке. На судах, потерявших управление, зажигают 2 красных круговых огня, расположенных по вертикальной линии в наиболее видном месте судна. Если такое судно



**Рис. 12.8.** Расположение навигационных огней, зажигаемых во время хода на судне с механическим двигателем длиной более 50 м:

1, 2 — топовые белые; 3, 4 — отличительные соответственно правого (зеленый) и левого (красный) бортов; 5 — кормовой (гакобортный) белый.



**Рис. 12.9.** Схема подключения отличительного фонаря через контактный коммутатор.

имеет ход, то дополнительно к этим огням зажигают бортовые и кормовой огни. Различные навигационные огни зажигают на судах при буксировке, лове рыбы, производстве дноуглубительных работ и т. п.

Навигационные (отличительные) огни выполняют в виде фонарей (светильников) специальной конструкции. Конструкция, оптическое устройство и мощность лампы фонаря должны обеспечивать выполнение предъявляемых к нему требований по дальности, цветности и направлению свечения. Фонари имеют водозащищенное исполнение, надежно закреплены на штатных местах. Необходимо предусмотреть возможность быстрой замены фонаря запасным. В фонарях применяются меры, исключающие самоотвинчивание ламп.

Кроме навигационных огней, для сигнализации используют прожекторы и сигнальные проблесковые огни, которые обычно включают через ключ Морзе.

Для управления сигнально-отличительными фонарями в рулевой рубке устанавливают коммутаторы или пульта. Они получают питание по двум фидерам. Переключатель питания установлен на коммутаторе. Коммутаторы сигнально-отличительных огней работают по следующему принципу: при погасании фонаря вырабатывается звуковой и визуальный сигнал, позволяющий определить неисправный фонарь.

Отечественной промышленностью выпускаются унифицированные релейные коммутаторы на 3, 5, 7 и 10 огней напряжениями 24, 110, 127 и 220 В. В то же время на судах применяются нестандартные релейные и бесконтактные коммутаторы и пульта управления фонарями.

Принцип включения лампы одного отличительного фонаря (рис. 12.9) состоит в следующем. При включении фонаря выключателем SA загорается лампа 1, расположенная в фонаре, и одновременно включается сигнальное реле ЛТД. Его разомкнувшийся контакт обрывает цепь питания электрозвонка НА. Одновременно якорем реле КА

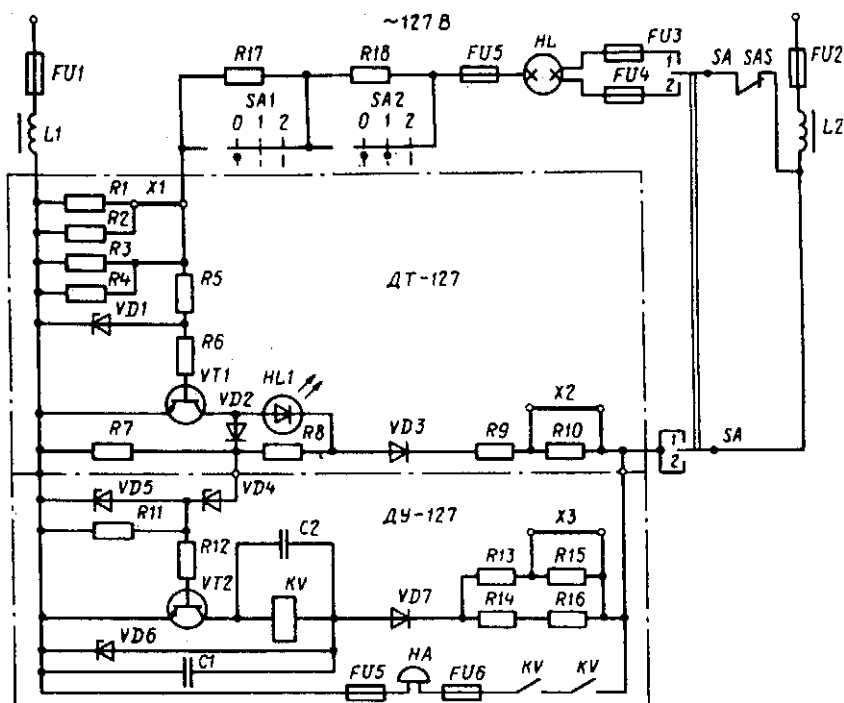


Рис. 12.10. Схема подключения фонаря через коммутатор КСЮТ-Б2-3.

поворачивается сигнальное устройство и против смотрового окна устанавливается сигнализационный бленкер. При перегорании лампы HL реле КА теряет питание, его замкнувшийся контакт замыкает цепь питания звонка, поворачивается визуальное устройство, уводя из смотрового окна бленкер. Установив, какой фонарь погас, его выключают выключателем SA, прерывая цепь питания звонка. Каждый фонарь включается в коммутаторе по рассмотренной схеме, звонок является общим и включается при потухании любого фонаря.

В схемах коммутаторов типа КСКП (рис. 12.10) переменного тока использован метод параллельного подключения цепей контроля исправности фонаря. На рис. 12.10 представлена схема подключения лампы HL одного из фонарей с помощью датчика тока ДТ-127. Дополнительное устройство ДУ-127 является общим для датчиков тока всех фонарей, коммутируемых в рассматриваемом устройстве. На коммутатор подается напряжение 127 (220) В по одному из фидеров, проложенных по разным бортам судна. Надежность работы фонарей достигается пу-

тем установки в них ламп с двумя нитями накала или двух ламп, а также использования двух фонарей.

Для включения первой нити накала лампы HL переключатель SA переводится в положение 1: ток протекает по цепи: предохранитель FU1 — сглаживающий дроссель 1Л — резисторы R1-R4 — резисторы R17, R18 — предохранители FU5, FU3 — контакты переключателя SA — выключатель контроля SA3 — дроссель L3 — предохранитель FU2. В один из полупериодов напряжения питания на резисторах R1-R4 происходит падение напряжения с мгновенной полярностью, соответствующей подаче на эмиттер транзистора VT1 положительного потенциала. Транзистор VT1 открывается, и одновременно замыкается цепь питания светодиода HL1. В другой полупериод VT1 закрывается, но при частоте 50 Гц глаз человека не замечает миганий светодиода HL. Открытый VT1 шунтирует резистор R7, на нем не возникает падения напряжения, поэтому VT2 закрыт, реле KV и звонок HA не включены.

При перегорании нити на R1-R4 падение напряжения исчезает, VT1 закрывается, светодиод гаснет. Теперь на R7 возникает падение напряжения. Пробивается стабилитрон VD4, открывается VT2, включаются реле KV и звонок ЯД. Услышав звонок и по погасшему светодиоду определив фонарь, в котором погасла лампа, его переключатель SA переводят в положение 2, т. е. на вторую нить накала (на вторую лампу), свечение светодиода будет сигнализировать о включении фонаря. На реле KV через VD7 подается 1-полупериодное напряжение, во второй полупериод через реле разряжается конденсатор C2. Стабилитроны VD1, VD5 стабилизируют напряжения управления транзисторов, стабилитрон VD6 — коллекторное напряжение транзистора VT2 и напряжение реле KV.

Переключателем SA1 можно регулировать яркость свечения фонаря: в положении 0 — наибольшая яркость, в положении 1 вводится R17, а в положении 2 введены R17, R18, поэтому яркость понижается. Размыкая выключатель SA3 («Контроль»), по потуханию светодиода и работе звонка убеждаются в исправной работе коммутатора. При снятых перемычках X<sub>1</sub>, X<sub>2</sub>, X<sub>3</sub> коммутатор можно включать в сеть 220 В. В коммутаторах имеются выводы для подключения мегаомметра при контроле сопротивления изоляции.

Техническое обслуживание фонарей и коммутатора рекомендуется проводить без их разборки не реже одного раза в 3 мес. При этом все детали проверяют, очищают, поджимают контактные и крепежные соединения, измеряют сопротивление изоляции. Затем проверяют работу коммутатора и всех фонарей.

Включает сигнально-отличительные фонари вахтенный помощник капитана. На каждой вахте и перед каждым выходом в море необ-



ходимо проверять их работу. Для обеспечения необходимой дальности видимости огней и надежной работы коммутатора в фонари следует устанавливать лампы только проектной мощности.

## 12.7. ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Электронагревательные приборы преобразуют электрическую энергию в тепловую. Их изготавливают в виде приборов сопротивления, индукционных или радиационных устройств. Электронагревательные приборы имеют довольно высокий КПД (более 0,83).

**Приборы сопротивления.** Простейшие приборы этого типа выполняют открытыми. Их спирали из нихромовой или фехральной проволоки закрыты керамическими бусами или уложены в пазы керамики. Иногда проволоку наматывают на керамические или покрытые миканитом каркасы. Простейшими электронагревательными приборами являются открытые электроплиты, утюги, паяльники и т. п. Они имеют небольшой срок службы (около 1000 ч).

Большую часть электрических нагревательных устройств изготавливают на базе герметичных трубчатых электронагревателей (ТЭН). В медной, латунной или стальной нержавеющей трубке 5 (рис. 12.11), заполненной кварцевым песком или порошком оксида магния 4 и закрытой с торцов изоляционными керамическими втулками 1, посаженными на герметике 2, расположена нагревательная спираль 3 из нихрома или фехраля. Спираль соединяют с внешней цепью с помощью шпилек 6 и гаек 7. Мощность трубчатых электронагревателей 250—3000 Вт, напряжение 24—380 В, срок службы 10 000 ч.

Электрические грелки отопления мощностью 250—3000 Вт представляют собой батарею ТЭН, закрепленную на общем основании и закрытую перфорированным металлическим кожухом. Электрогрелки устанавливают стационарно и изолируют от обшивки помещения тепловым экраном из негорючего материала. Коммутируют их переключателями, с помощью которых можно регулировать тепловой режим. Электрогрелки подключают к щитам электроотопления или освещения. При отключении грелки отсоединяют все фазы напряжения питания.

Электрические калориферы выполняют в виде цилиндрического корпуса с фланцами, внутри которого установлены ТЭН. Калориферы монтируют в каналах судовой вентиляции или вместе с подсоединенными к ним вентиляторами, т. е. образуют переносной блок, используемый для прогрева и сушки. Мощность калориферов составляет 2,1—7,5 кВт при подаче работающих с ними вентиляторов 100—600 м<sup>3</sup>/ч. Входящий в калорифер воздух перегревается на  $37 \pm 10^\circ\text{C}$ .

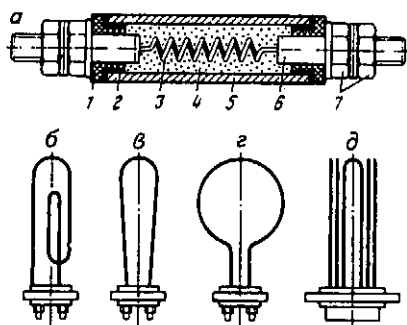
Водонагреватели, обеспечивающие подогрев питьевой и мытьевой воды до температуры  $35\text{--}70^\circ\text{C}$ , могут быть приборами непрерывного и периодического действия. Их изготавливают в виде баков с ТЭН мощностью  $0,8\text{--}3\text{ кВт}$  и соответствующей водяной арматурой. Кипятильники мощностью  $4\text{--}33\text{ кВт}$  могут быть приборами непрерывного или периодического действия. Некоторые из них снабжают устройствами автоматического управления. Маслонагреватели предназначены для подогрева масла и топлива, имеющих температуру вспышки паров не ниже  $60^\circ\text{C}$ . Маслонагреватели в виде баков с ТЭН выполняют мощностью  $0,35\text{--}3\text{ кВт}$  на напряжение  $24\text{--}380\text{ В}$ .

Камбузными приборами являются электроплиты, хлебопекарные печи, котлы для приготовления пищи и др. Плиты могут иметь 2–6 конфорок и духовки. С помощью пакетных переключателей можно переключать установленные в них ТЭН, регулируя мощность конфорок и духовок. Мощность камбузных электроплит составляет  $5,4\text{--}22,7\text{ кВт}$ . На них можно готовить пищу на  $15\text{--}300$  человек.

К бытовым электронагревательным приборам относят гладильные машины, сушильные барабаны, переносные кипятильники, утюги и др.

Для ремонта и монтажа используют электрические паяльники, тигли и вулканизаторы. В тиглях расплавляют припой, в которых методом погружения проводят лужение электроконтактных устройств. В паяльниках и тиглях нагревательные элементы изготовлены из нихромовой проволоки, наложенной на миканит или асбоцементный цилиндр. Мощность тиглей  $150\text{--}300\text{ Вт}$ , вместимость  $25\text{--}75\text{ см}^3$ . Электрический вулканизатор служит для ремонта оболочек кабеля. Вулканизаторы мощностью до  $1,0\text{ кВт}$  состоят из двух шарнирно соединенных полуцилиндрических форм, в которые вмонтированы ТЭН. Формы собирают в полый цилиндр, охватывающий ремонтируемый кабель.

**Индукционные нагревательные устройства.** Они выделяют теплоту при действии вихревых токов, наводимых электромагнитным полем высокой частоты. Например, индуктор высокой частоты наводит вихревые токи в специальном сосуде для приготовления пищи, в результате выделяемая теплота обеспечивает быстрое и качественное



**Рис. 12.11.** Герметичные трубчатые электронагреватели:

*а* — конструкция; *б, в, г* — для работы соответственно в воздушной, масляной и водяной средах; *д* — блочный.

приготовление пищи с сохранением питательных свойств продуктов. В береговых условиях индукционный метод нагрева используется для термической обработки металлов, сушки волокнистых материалов и других технологических и медицинских целей.

**Радиационные нагревательные устройства.** Простейшим устройством этого типа является зеркальная лампа инфракрасного излучения с пониженной температурой нити накала и повышенным сроком службы (не менее 5000 ч). Лампа обеспечивает глубокий прогрев крупных устройств, поэтому ее рационально использовать при сушке электрических машин.

**Техническое обслуживание электронагревательных приборов.** Рекомендуется выполнять ТО без разборки не реже одного раза в 3 мес. При этом вскрывают кожухи, проверяют состояние нагревателей, поджимают контактные соединения, проверяют изоляционные устройства, измеряют сопротивление изоляции (оно должно быть не менее 1 МОм). Все детали нагревательного устройства тщательно очищают. Обслуживание электронагревательных приборов с частичной и полной разборкой проводят соответственно 1 раз в 6 мес и 1 раз в 2 года.

При каждом включении электронагревателя проверяют защитное заземление, отсутствие рядом горючих материалов. Над ТЭН при их включении должен быть уровень воды не менее 50 мм. Пользование любыми переносными электронагревательными устройствами разрешено только в специально выделенных помещениях, где оборудована сигнализация и имеются соответствующие приспособления. Электронагреватели нельзя оставлять включенными без присмотра.

### 13.1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Техническая эксплуатация — это комплекс мероприятий, обеспечивающих использование электроустановки по прямому назначению и сохранение ее работоспособности и долговечности. Она включает в себя техническое использование, т. е. обеспечение работы с установленными параметрами, техническое обслуживание (ТО), т. е. поддержание исправности или работоспособности и долговечности, и ремонт, т. е. восстановление исправности и работоспособности.

Техническое использование электроустановок предусматривает подготовку к действию, включение в действие, проверку работоспособности, контроль и управление во время действия, выключение из действия и технический осмотр. Техническое обслуживание состоит из контроля технического состояния, чистки, регулировки, замены изношенных деталей, а ремонт — из технической диагностики и устранения отказов. По своему назначению ТО и ремонты подразделяют на плановые, т. е. предусмотренные нормативными документами и осуществляемые в плановом порядке, и внеплановые, т. е. вызванные необходимостью устранения отказов.

Техническое использование электроустановок СЭЭС осуществляет вахта судового электротехнического персонала, а ТО и ремонт — электротехнический персонал по своему расписанию на береговых базах технического обслуживания (БТО) и судоремзаводах (СРЗ).

Основополагающими документами технической эксплуатации служат нормативные документы органов государственного надзора, Федерального агентства по рыболовству и др.

Основными нормативными документами органов государственного надзора являются ГОСТы, распространяющиеся на судовое электрооборудование, «Правила классификации и постройки морских судов» Регистра РФ и др. Аналогичные документы Федерального агентства по рыболовству — это Устав службы на судах флота рыбной

промышленности, Правила техники безопасности на судах флота рыбной промышленности, Правила эксплуатации судового электрооборудования, Правила технической эксплуатации, средств автоматизации на судах флота рыбной промышленности РФ, Нормативы ремонта и межрейсового технического обслуживания судов флота рыбной промышленности в отечественных портах и др.

Эксплуатационными документами, отвечающими требованиям ЕСКД, служат отчетные чертежи и схемы судовых электроустановок; технические описания, раскрывающие устройство, принцип действия и технические характеристики изделий; инструкции по эксплуатации и инструкции по техническому обслуживанию, указывающие порядок и правила технической эксплуатации или ТО; паспорта, удостоверяющие гарантированные основные технические характеристики и параметры изделия; формуляры, дополнительно к паспортам, отражающие техническое состояние изделия и сведения по эксплуатации; ведомости ЗИП, устанавливающие номенклатуру, назначение, количество и места укладки ЗИП, и ведомости эксплуатационных документов, устанавливающие комплект и места укладки эксплуатационных документов.

Специальными эксплуатационными документами, утвержденными или одобренными Федеральным агентством по рыболовству, являются машинный электротехнический журнал, книга учета инвентаря и запасных частей, книга учета расходных материалов и др. Машинный электротехнический журнал — официальный документ, скрепляемый печатью капитана порта, — круглосуточно ведет вахтенный электромеханик и ежесуточно подписывают старший электромеханик, главный (старший) механик и капитан. Остальные журналы и книги, скрепляемые судовой печатью, ведет электротехнический персонал по распределению старшего электромеханика. Внутрисудовые специальные эксплуатационные документы — это расписание электротехнического персонала по заведованиям, график плановых технических обслуживаний (ПТО) и др.

Дополнительными эксплуатационными документами служат акты освидетельствования Регистра РФ, акты и предписания других инспекций; приказы, наставления, дополнения к инструкциям по эксплуатации и т. п., издаваемые базами флота и рыбопромышленными объединениями.

Комплекс норм, определяющих организацию и порядок проведения ТО и ремонтов для заданных условий эксплуатации в целях достижения требуемых показателей качества, называют системой ТО. Федеральным агентством по рыболовству принята система непрерывного технического обслуживания (СНТО), позволяющая унифицировать техническую эксплуатацию, повысить качество ТО и увеличить

межремонтные сроки эксплуатации, улучшить организацию и планирование ТО, обеспечить ритмичность работы промыслового флота, БТО и СРЗ. В состав СНТО входят плановое межрейсовое техническое обслуживание (МРТО) без докования и освидетельствования судна, расширенное межрейсовое техническое обслуживание (РМРТО) с докованием и освидетельствованием судна, средний ремонт (СР) и капитальный ремонт (КР); СНТО устанавливает единый порядок выполнения работ на однотипных судах через строго определенные промежутки времени. На судах, стоящих в ремонте, ТО неремонтируемого оборудования проводят в те же сроки, что и при эксплуатации судна.

В зависимости от назначения, объема и периодичности проведения работ различают следующие виды ПТО: ПТО № 1, предназначенный для поддержания изделия в исправности и наружной чистоте, проводят не реже одного раза в месяц без разборки изделия; ПТО № 2, предназначенный для контроля технического состояния и поддержания работоспособности изделия, проводят не реже одного раза в три месяца с частичной разборкой; ПТО № 3, предназначенный для всестороннего контроля технического состояния и наиболее полного восстановления работоспособности, проводят в зависимости от условий эксплуатации с периодичностью 6–12 мес со значительной степенью разборки. Периодичность ПТО для электрических машин устанавливают с учетом их типа, исполнения, режима работы и условий эксплуатации, и она может отличаться от указанной.

Ремонты и межрейсовые ТО в зависимости от типа судна и условий эксплуатации осуществляют по различным схемам технической эксплуатации судов, структура которых установлена четырехзначными кодами ремонтных циклов судов. Код ремонтного цикла несет следующую информацию: первая цифра указывает число КР в ремонтном цикле; вторая — число СР; третья — число РМРТО; четвертая — число МРТО, она же соответствует продолжительности ремонтного цикла в годах; частное от деления четвертой цифры на сумму первой и второй дает продолжительность межремонтного периода в годах, а сумма всех цифр кода указывает число периодов так называемой «чистой» эксплуатации (ПЧЭ) судна за ремонтный цикл.

### **13.2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГЕНЕРАТОРОВ СЗЭС**

Техническое использование генераторов и регистрация в машинном электротехническом журнале всех оперативных действий, контролируемых параметров, обнаруженных неисправностей и выполненных за вахту ремонтных работ возлагаются на вахтенного электромеханика.

Нормальное работоспособное состояние генератора характеризуется: сопротивлением изоляции якорной (статорной) обмотки при температуре, близкой к рабочей, — не менее 0,7 МОм и обмотки возбуждения — не менее 0,5 МОм при напряжении до 110 В и более 1 МОм при напряжении более 110 В; рабочей температурой — не более 95° для подшипников качения и не более 80° для подшипников скольжения; температурой перегрева якорной (статорной) обмотки с изоляцией класса Н — до 125 °С; степенью коммутации под щитками — не более 1¼ балла; биением на коллекторе (кольцах) — не более 0,03–0,05 мм; вибрацией корпуса — не более 0,15 мм при частоте вращения до 1000 мин<sup>-1</sup> и не более 0,1 мм при частоте вращения 1000–1500 мин<sup>-1</sup> и т. д.

Перед пуском генератора в ход его тщательно осматривают; переносным мегомметром замеряют сопротивление изоляции; включают систему принудительной смазки подшипников скольжения; с помощью пускового устройства первичного двигателя проворачивают ротор и убеждаются в свободном ходе, отключают электроподогрев; включают водяную систему воздухоохладителей и независимую вентиляцию (при их наличии). О готовности генератора к пуску докладывают вахтенному механику.

После запуска первичного двигателя убеждаются в нормальной работе щеточного аппарата и скользящего контакта, в отсутствии ненормальных шумов и вибраций, включают генератор на шины ГРЩ, загружают его и вновь убеждаются в нормальной работе.

При работе генератора контролируют его напряжения, токи, активную мощность, частоту; температуры подшипников и охлаждающего воздуха на выходе; работу скользящего контакта, систем принудительной смазки, охлаждения и вентиляции; шумы и вибрации. При обнаружении ненормальностей в работе генератора немедленно докладывают вахтенному механику, запускают другой генератор, переводят на него нагрузку, а неисправный генератор останавливают.

Для остановки генератора его разгружают, отключают от шин ГРЩ, после чего дают разрешение на остановку первичного двигателя, выключают системы охлаждения, независимой вентиляции и принудительной смазки (при их наличии), протирают контактные кольца (коллектор) и другие доступные внутренние части генератора.

Экстренную остановку генератора проводят только при угрозе серьезной аварии или несчастного случая, о чем немедленно докладывают вахтенным механику и штурману. Если неисправность генератора не может быть устранена на судне, генератор выводят из эксплуатации, о чем докладывают в МСС базы флота.

### 13.3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ХИМИЧЕСКИХ ИСТОЧНИКОВ ТОКА

Техническое использование предусматривает технический осмотр, нормальный заряд и разряд.

Технический осмотр, который проводят перед выходом в море и ежедневно в рейсе, состоит из следующих операций: контроля напряжения элементов АБ нагрузочной вилкой; контроля температуры воздуха в аккумуляторном помещении и эффективности работы вентиляции; проверки надежности контактных соединений и отсутствия местных перегревов; проверки отсутствия течи электролита; контроля чистоты поверхности АБ и протирания мест загрязнения 10%-ным раствором нашатырного спирта или кальцинированной соды и сухой ветошью.

Нормальный заряд АБ проводят в течение суток после снижения напряжения до 1,8 В на кислотном и 1 В на щелочном элементе, но не реже одного раза в месяц при любом режиме использования. Он предусматривает: выворачивание пробок и включение вентиляции; подключение к зарядному устройству с совпадением полярности борнов АБ и зарядного устройства; установку и поддержание рекомендуемого заводом-изготовителем тока заряда (около 0,2  $C_e$ ); ежечасный контроль тока заряда щитовым амперметром, напряжения элементов нагрузочной вилкой, плотности электролита ареометром в стеклянной трубке с резиновой грушей и температуры электролита ртутным термометром; прерывание заряда на время охлаждения электролита до 30 °С при повышении его температуры до 45 °С; переключение кислотного аккумулятора на вторую ступень тока заряда (0,5 от нормального тока заряда) при обильном газовыделении (кипении); корректировку плотности электролита дистиллированной водой или концентрированным электролитом плотностью 1,4 г/см<sup>3</sup> за 0,5 ч до окончания заряда (нормальная плотность кислотного электролита при температуре эксплуатации 40 °С составляет 1,24 г/см<sup>3</sup>, составного калиевого электролита — 1,21 г/см<sup>3</sup>); контроль уровня электролита тонкой стеклянной трубкой и его корректировку с помощью резиновой груши (нормальный уровень над кромками пластин составляет 12–15 мм для кислотных и 5–12 мм для щелочных АБ); прекращение заряда кислотного аккумулятора по признакам его окончания: бурному газовыделению и сохранению наибольших значений напряжения и плотности электролита в течение 2 ч; прекращение заряда щелочного аккумулятора по времени сообщения ему заряда 1,4  $C_e$  (7 ч при токе заряда 0,2  $C_e$ ) и сохранению наибольшего напряжения в течение 0,5 ч (обильное газовыделение не служит признаком полного заряда); остывание аккумуля-



тора в течение 3—4 ч, заворачивание пробок и удаление следов электролита.

Наиболее экономичен 20-часовой нормальный разряд для кислотных и 6-8-часовой для щелочных АБ. В процессе разряда один раз за вахту контролируют ток и напряжение АБ и принимают меры, исключаящие КЗ и появление токов, превышающих нормальные значения.

**Техническое обслуживание.** Оно включает в себя ПТО № 1, 2 и 3. ПТО № 1 (ежемесячное) предусматривает технический осмотр; подтяжку крепления АБ на стеллаже; чистку вентиляционных каналов аккумуляторного помещения, шкафа или ящика и газовыводных отверстий в пробках элементов; замену неисправных резиновых уплотнительных втулок и шайб; проверку и корректировку уровня и температуры электролита; проведение нормального заряда; консервацию открытых металлических поверхностей вазелином, исключая поверхности, покрытые битумным или другим лаком.

ПТО № 2 (полугодовое) дополнительно к ПТО № 1 содержит контрольно-тренировочный цикл, включающий заряд нормальным током до наличия признаков его окончания в течение 3—4 ч; повторение с часовыми перерывами двухчасовых зарядов нормальным током (только для кислотных АБ) до появления бурного газовыделения во всех элементах через 2 мин после начала очередного заряда; корректировку плотности электролита и его остывания до 30 °С; контрольный разряд аккумулятора током 10-часового режима со снижением напряжения до 1,7 В хотя бы на одном кислотном или до 1 В на щелочном элементе АБ; определение фактической разрядной емкости (если она составляет менее 0,9 номинальной емкости, то АБ заменяют новой и ремонтируют).

ПТО № 3 (ежегодное) предусматривает проведение контрольно-тренировочного цикла и выявление неисправных аккумуляторов; снятие со стеллажа и замену неисправных и отработавших ресурс АБ новыми или очистку от грязи и коррозии бывших в эксплуатацию АБ и восстановление кислотощелочестойкого покрытия банок и баков; заделку трещин в мастике кислотных АБ паяльником или слабым пламенем (при выпнутых пробках и разряженном аккумуляторе); сливание электролита и промывание бывших в эксплуатации аккумуляторов теплой дистиллированной водой (50 °С) с оттаиванием после первой заливки воды в течение 2 ч, а после второй заливки в течение 16—20 ч; приготовление кислотного электролита плотностью 1,22 г/см<sup>3</sup> в эбонитовой или керамической посуде: вливают тонкой струей чистую серную кислоту или концентрированный электролит плотностью 1,4 г/см<sup>3</sup> в дистиллированную воду (а не наоборот!) и помещивают раствор стеклянной палочкой; приготовление щелочного составного

калиевого электролита плотностью 1,19–1,21 г/см<sup>3</sup> в стальной или керамической посуде: разбавляют жидкую щелочь плотностью 1,3 г/см<sup>3</sup> в дистиллированной воде и помешивают раствор стеклянной палочкой; заливку электролита в элементы через стеклянную воронку при температуре не более 25 °С для кислотных и 30 °С для щелочных АБ до нормального уровня; пропитку активной массы пластин электролитом в течение 6 ч для сухоразряженных, 3 ч для сухозаряженных кислотных и 2 ч для щелочных аккумуляторов; добавку в щелочной элемент 3–10 мл (в зависимости от емкости) вазелинового масла или керосина для исключения контакта электролита с углекислым газом воздуха; установку аккумуляторов на стеллаж, подключение и крепление на стеллаже; первый заряд кислотного аккумулятора в две ступени токами, рекомендуемыми заводом-изготовителем, до появления признаков полного заряда в течение 3 ч (общая продолжительность заряда доходит до 30 ч для сухонезаряженных и 8 ч для сухозаряженных аккумуляторов); формовочный цикл (первый заряд) щелочного аккумулятора, включающий три усиленных заряда в две ступени нормальным и половинным током (длительность ступеней по 6 ч) и два разряда током 8-часового режима в течение 4 ч; длительное (более года) хранение бездействующей сухозаряженной АБ в сухом вентилируемом помещении с температурой 15–25 °С с ежемесячным подзарядом нормальным током и ежеквартальным контрольно-тренировочным циклом или длительное хранение такой АБ после нормального заряда, сливания электролита и промывания дистиллированной водой; длительное хранение бездействующего щелочного аккумулятора после разряда до напряжения 1 В на элемент, сливания электролита и промывания или кратковременное хранение с электролитом в разряженном или полуразряженном состоянии.

Саморазряд полностью заряженной судовой АБ, длительно хранящийся при температуре  $(25 \pm 5)$  °С, после 28 сут не должен превышать 30% от номинальной емкости для кислотной и 25% для щелочной.

Все результаты контроля и перечень работ по техническому использованию и ТО заносят в судовой аккумуляторный журнал.

### **13.4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ**

**Техническое использование.** Оперативные переключения рубильниками и рубящими переключателями проводят быстрым и непрерывным переводом рукоятки привода из одного положения в другое. Необходимо проверять надежность фиксации аппарата в положении «Отключено». Коммутировать неотключенные цепи разъединителями запрещается.

При использовании пакетных выключателей и переключателей следует обращать внимание на отсутствие или наличие у них ограниченного угла поворота рукоятки и не прикладывать больших усилий к рукоятке при упоре привода в стопор. Коммутируют аппарат в зависимости от типа плавным поворотом рукоятки на 30, 45 или 90°.

При срабатывании плавкого предохранителя необходимо отключить его цепь и заменить плавкий элемент или вставку. При извлечении и установке трубчатых плавких вставок необходимо пользоваться специальными клещами, штатными или съемными рукоятками. Перед зарядкой трубчатой плавкой вставки ее внутреннюю поверхность следует очистить от копоти. Призматическую плавкую вставку после зарядки заполняют очищенным наполнителем. Допускается использовать только штатные плавкие элементы и вставки. При повторном срабатывании плавкого предохранителя следует установить и устранить причину неисправности.

Оперативные переключения ГВ с ручным приводом зависимого действия проводят быстрым уверенным и непрерывным движением рукоятки или маховика в крайнее положение «Включено» или «Выключено». Положение контактов контролируют по механическому указателю на лицевой панели ГВ или световой сигнализации. После отключения ГВ расцепителем отключающий механизм взводят быстрым переводом рукоятки в крайнее нижнее положение или поворотом маховика в крайнее левое положение.

ГВ с электродвигательным приводом используют в режиме автоматического управления включением. При ручном управлении включением необходимо убедиться в том, что механизм привода находится в положении «Взведено» (по положению указателя механизма). ГВ включают нажатием механической кнопки механизма привода или дистанционной электрической кнопки, отключают нажатием механической кнопки отключения или дистанционной кнопки в цепи независимого или минимального расцепителя. Ручной взвод механизма привода осуществляют съемной рукояткой, равномерно вращая ее по часовой стрелке. Окончание взвода (примерно 30 оборотов) контролируют по положению указателя механизма привода.

При автоматическом отключении ГВ одиночно работающего генератора его повторное включение проводят спустя 5—10 с (не менее времени, необходимого на автоматический взвод механизма привода), если отсутствует автоматическое повторное включение. При повторном отключении ГВ устанавливают на стопор и устраняют причину неисправности.

Оперативные переключения СВ выполняют аналогично ГВ в зависимости от наличия ручного, электромагнитного или электродвига-

тельного привода. Положение контактов определяется положением рукоятки. Механизм взводят быстрым переводом рукоятки в нижнее положение до упора, что возможно через 1—4 мин после отключения перегрузки в зависимости от размера аппарата. После отключения ТКЗ или при использовании полупроводниковых расцепителей СВ взводят сразу после отключения. В ГВ и СВ запрещается прибегать к загрублению любой предусмотренной защиты. Длительно неиспользуемые аппараты еженедельно коммутруют для самоочистки контактов.

**Техническое обслуживание.** ПТО № 1 (ежемесячное) включает в себя чистку и технический осмотр аппаратов.

При осмотре коммутационных аппаратов проверяют надежность контактных соединений, состояние привода и четкость работы механизма моментного размыкания контактов. У плавких предохранителей проверяют плотность посадки плавких вставок, затяжку зажимов и соответствие плавких элементов штатной величине. ГВ и СВ дополнительно осматривают после каждого отключения ТКЗ. У них проверяют плотность контактных и крепежных соединений, отсутствие выраженных дефектов дугогасящих камер, работу привода и отключающего механизма, состояние пластмассового корпуса. Для всех аппаратов измеряют сопротивления изоляции полюсов между собой и по отношению к корпусу (не менее 5 МОм).

ПТО № 2 (полугодовое) включает в себя весь объем работ ПТО № 1. У рубильников и рубящих переключателей заменяют моментные ножи и пружины, зачищают оплавленные места контактов бархатным напильником и слегка протирают поверхности контактов вазелином. У ГВ после  $10^3$  циклов ВО при выдвинутом аппарате и снятых дугогасящих камерах проверяют плотность контактных и крепежных соединений, наличие смазки в редукторе; работу указателей и устройств безопасности (у втычных ГВ); работоспособность расцепителей нажатием их якорей после включения ГВ (минимальный расцепитель проверяют отпусканием якоря); нажатие, раствор и провал контактов (отклонение от паспортных значений не должно превышать 10%); одновременность замыкания и отсутствие перекоса одноименных контактов и порядок замыкания и размыкания разноименных контактов; нажатие изолирующих контактов (не менее 100 Н на контактную пару). Подшипники и шарниры смазывают смазкой 138-08 ГОСТ 18375-73, изолирующие контакты слегка смазывают вазелином. Копоть с контактов и других частей удаляют ветошью, смоченной растворителем. Наплывы металла на токоведущих частях удаляют бархатным напильником. Дугогасящие камеры очищают от металлического нагара шабером и проверяют сохранность дугогасящих решеток. Заменяют изношенные на 30% по толщине дугогасящие контакты, неисправные

дугогасящие рога, дугогасящие камеры, пружины, щетки электродвигателя привода и др.

Для СВ объем работ аналогичен. Главные контакты СВ рекомендуется покрывать тонким слоем трансформаторного масла (но не другие контакты!).

ПТО № 3 (ежегодное) проводят на демонтированных аппаратах. В него входит весь объем работ ПТО № 2 и полная замена непригодных к дальнейшей эксплуатации коммутационных аппаратов, плавких предохранителей и СВ. ГВ ремонтируют в условиях СРЗ и настраивают на испытательном стенде.

### **13.5. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ**

Техническое использование САРН проводят в соответствии с инструкцией завода- или фирмы-изготовителя. При подготовке СГ к пуску одновременно проводится и технический осмотр элементов и блоков САРН. После запуска приводного двигателя и превышения им критической частоты вращения ( $\Pi_{кр} > 0,6 n_N$ ) СГ должен возбуждаться. Если при номинальной частоте вращения напряжение ХХ СГ отличается от номинального значения (390—400 В), то его доводят до номинального значения поворотом маховичка регулятора уставки напряжения на ГРЩ в требуемое положение (диапазон регулирования уставки напряжения обычно не превышает  $\pm 10\%$ ). Если при параллельной работе СГ распределение их реактивных нагрузок отличается от пропорционального на 10% и более, то проводят подрегулировку коэффициентов статизма САРН потенциометрами реактивных компенсаторов.

В процессе работы АРН необходимо поддерживать чистоту всех его элементов, проверять состояние контактных и крепежных соединений и обеспечивать условия для хорошего охлаждения силовых элементов.

ТО САРН приурочивают к ТО СГ, оно состоит из продувки всех элементов сжатым воздухом (не более 200 кПа), протирания мест загрязнения бензином Б-70, а электронных блоков — этиловым спиртом, устранения дефектов эмалевого покрова элементов, подтяжки контактных и крепежных соединений и стяжных шпилек магнитопроводов, проверки полупроводниковых приборов и контроля сопротивления изоляции. Сопротивление изоляции ОВГ должно составлять не менее 1 МОм при напряжении 110 В и более и 0,5 МОм при меньших напряжениях. Сопротивление изоляции силовых элементов АРН должно быть не менее 1 МОм. Необходимо проводить контроль сопротивления изоляции стяжных шпилек магнитопроводов, понижение которого может сильно повлиять на работу САРН.

Работоспособность АРН проверяют снятием сигналов с выведенных контрольных точек приборами или универсальным осциллографом и сравнением их с приводимыми в заводских формулярах значениями.

### 13.6. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТРОЙСТВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРОВ

Отечественные системы синхронизации обычно предусматривают автоматическую точную синхронизацию каждого СГ с шинами ГРЩ, полуавтоматическую точную синхронизацию секционированных шин ГРЩ между собой и с береговой сетью и ручную (резервную) синхронизацию всех перечисленных объектов. В зависимости от числа синхронизируемых объектов и требуемой надежности систем в их состав входят один, два (основной и резервный) или три (два основных и один резервный) синхронизатора. Органы управления синхронизацией (ключи синхронизации 5, серводвигатели топливных реек 7, генераторных и секционных АВ 2 и переключатель синхронизаторов 6), измерительные приборы (вольтметры V, частотометры Hz, амперметры A, ваттметры W, стрелочный синхроскоп S) и визуальная сигнализация (табло контроля исправности 4, лампа контроля напряжения биений 1, лампы сигнализации положения АВ 3) устанавливаются на дистанционном пульте управления (рис. 13.1).

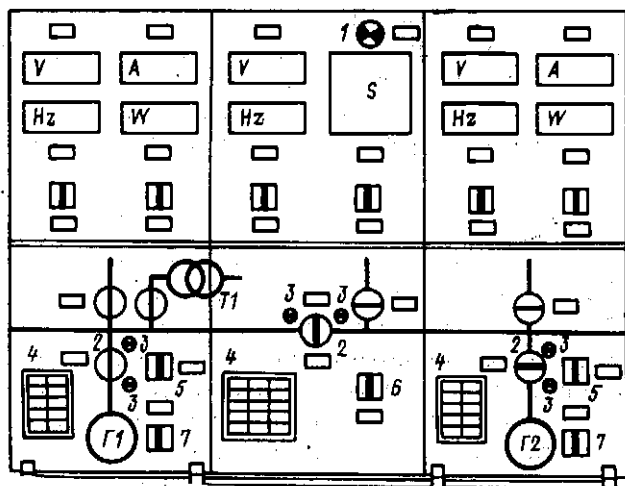


Рис. 13.1. Расположение органов управления параллельной работой СГ на пульте управления.

**Техническое использование** системы синхронизации предусматривает выбор способа управления и его выполнение.

Автоматическую синхронизацию проводят, убедившись в соблюдении предварительных условий ее выполнения: отклонение напряжения не превышает 10%, частота скольжения не более 6 Гц, механизм включения АВ взведен. Выбор синхронизируемого СГ и ввод в действие его канала синхронизации осуществляют установкой ключа синхронизации 5 (рис. 13.1) в положение «Авт». При этом на вход синхронизатора подаются необходимые напряжения и сигналы датчиков, подготавливаются цепи управления серводвигателем топливной рейки ДГА и электромагнитом включения АВ, блокируются каналы синхронизации других СГ и цепь включения несинхронизированных СГ. Включается лампа контроля напряжения биений и включения СГ L. Ключ управления АВ 2 с положениями «Включить» — «Включено» и «Отключить» — «Отключено» и самовозвратом из предварительного положения в соответствующее рабочее положение до включения СГ удерживают в положении «Включить». Визуальный контроль за работой БПЧ синхронизатора ведут по снижению частоты миганий лампы контроля напряжения биений 1, за включением АВ — по его сигнальным лампам 3. После включения АВ гаснет зеленая лампа и начинает мигать белая лампа, указывающая на несоответствие положений ключа управления и АВ и включаемая через устройство типа УС-1. После отпускания ключа в положение «Включено» ее мигание прекращается. Синхронизатор отключают установкой ключа синхронизации 5 в положение «Откл».

Регламентный контроль работоспособности синхронизатора осуществляют подключением к его выходу светового табло «Контроль» при отключенном положении ключа АВ. Исправность проверяют по совпадению моментов загорания табло и погасания лампы контроля напряжения биений. Переход на резервный синхронизатор осуществляют в любой момент переключателем синхронизаторов 6 с положениями «Основной» и «Резервный». При наличии в системе блокировки одноразового включения АВ, осуществляемой специальным реле в цепи включающего электромагнита АВ и предотвращающей повторное включение несинхронизированного генератора неисправным синхронизатором, после неудачного включения СГ переходят на резервный синхронизатор и снимают блокировку с реле одноразового включения переводом ключа синхронизации в положение «Откл».

Полуавтоматическую синхронизацию проводят при положении ключа синхронизации 5 «Авт», но с ручной подгонкой частоты воздействием на ключ серводвигателя топливной рейки 7 с положениями «Меньше» — «Отключено» — «Больше» и самовозвратом в нулевое

положение. При рабочих положениях ключа серводвигателя БПЧ синхронизатора отключается от серводвигателя. Контроль синхронизации ведут по стрелочному синхроскопу или лампе напряжения биений. Ключ управления АВ 2 удерживают в положении «Включить» или оставляют в положениях «Включено». В последнем случае включению АВ соответствует погасание мигающей зеленой лампы и загорание белой.

Ручную синхронизацию проводят после установки ключа синхронизации 5 в положение «Ручн» аналогично полуавтоматической. После выполнения условий синхронизации ключ управления ставят в положение «Включено». Ламповая сигнализация положения АВ при несоответствии положения ключа АВ и самого АВ выдает мигающий сигнал, а при соответствии положений — постоянный (зеленый — отключенное, белый — включенное положение АВ). Предусматривается отключение постоянных световых сигналов для повышения срока службы ламп с сохранением мигающих сигналов. Проверка сохранности ламп осуществляется ключом управления АВ в положениях «Включить» или «Отключить».

Техническое обслуживание предусматривает проведение ПТО № 1 — ПТО № 3 в сроки и объеме, предусматриваемом правилами технической эксплуатации средств автоматизации. При проведении этих мероприятий необходимо строго руководствоваться заводскими инструкциями.

### **13.7. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СУДОВЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЩИТОВ**

Техническое использование щитов возлагается на вахтенный электротехнический персонал судна.

Подготовка к действию (после длительного отключения или ремонта) предусматривает проверку отсутствия напряжения на шинах; исправности аппаратуры, функциональных устройств, контактных соединений, защитных заземлений и электроизмерительных приборов; сопротивления изоляции (не менее 1 МОм); наличия комплекта запасных сменных элементов; чистоты, исправности и срока последнего испытания электрозащитных средств и электромонтажного инструмента с диэлектрическими ручками.

Управление в процессе действия включает комплекс мероприятий, определяемый назначением щита.

Управление ГРЩ предусматривает включение и отключение генераторов и ПЭ; подрегулировку уставок напряжения, частоты, активной и реактивной нагрузок генераторов регистрацию и анализ показаний



контрольно-измерительных приборов генераторов и ПЭ; контроль сопротивления изоляции электрических сетей; обеспечение экономической работы СЭЭС, поддержание чистоты и исправного состояния ГРЩ, смену плавких вставок; контроль температуры контактных соединений (не более 105 °С) контактным термометром и аппаратуры (не более 60 °С) на поверхности корпуса на ощупь, наблюдение за отсутствием посторонних шумов, запахов, последствий местных перегревов; корректировку нулевых показаний стрелочных приборов с противодействующими пружинами, проверку исправности и крепления сменных элементов.

Все оперативные переключения и данные замера параметров заносят в вахтенный электротехнический журнал. Электрические параметры генераторов и ответственных ПЭ измеряют через каждые 2 ч, сопротивление изоляции — через каждые 2 ч — для судовых сетей, отходящих от ГРЩ, один раз за вахту — для сетей освещения, питающихся через трансформаторы, один раз в сутки, при подготовке к действию и после окончания работы — для сети ответственных ПЭ, включаемых по мере надобности. Сопротивление изоляции СЭЭС при полной нагрузке (в кОм)  $R \geq 2U_N$ , где  $U_N$  — номинальное напряжение сети, В.

Управление ВРЩ предусматривает включение и отключение ПЭ; наблюдение за показаниями контрольно-измерительных приборов и устройств сигнализации; контроль температуры контактных соединений и корпуса; поддержание чистоты и исправного состояния электрооборудования, смену плавких вставок; проверку плотности резиновых уплотнений и сальников.

Все ответственные оперативные переключения на щитах проводят по устному или телефонному распоряжению командного состава судна с записью в вахтенный электротехнический журнал. В экстренных случаях их может выполнять вахтенный электрик без предварительного разрешения старшего механика или электромеханика, но с их последующим уведомлением. Все переключения должны выполняться одним лицом.

В процессе работы все ВРЩ должны быть закрытыми и запертыми. Двери на входах за ГРЩ напряжением до 500 В в процессе работы не запирают (запирают при неработающем щите).

В порядке текущей технической эксплуатации без снятия напряжения электротехническому персоналу разрешается проводить обтирку и чистку корпусов электрооборудования, смену сигнальных ламп и плавких вставок до 15 А. Для смены плавкой вставки используют изолирующие клещи, защитные очки, диэлектрические перчатки, боты, галоши или коврик. Работы, выполняемые на ГРЩ, по степени опасности разделяют на три категории: при полном или частичном снятии напряжения и без снятия напряжения. Распоряжение на производство этих работ имеют право давать только старший (главный) механик и старший

электромеханик. Заявки на выполнение работ предварительно заносят в вахтенный электротехнический журнал с указанием лица, давшего заявку, ее содержания и места работы. До начала работ принимают необходимые технические и организационные меры безопасности.

При частичном снятии напряжения отключают все части ГРЩ в районе предстоящих работ. Для предотвращения обратной трансформации напряжения через силовые и измерительные трансформаторы их первичные и вторичные обмотки отключают. После этого с помощью контрольной лампы или индикатора убеждаются в отсутствии напряжения, проверив их исправность от источника с напряжением. На месте работ устанавливают временные ограждения из изоляционного материала (текстолитовые листы, резиновые коврики и т. п.) и на них вывешивают плакаты «Осторожно! Электрическое напряжение». Место работы обозначают плакатом «Работать здесь».

Со всех сторон, откуда может поступить напряжение, накладывают временные переносные заземления (сечением не менее  $25 \text{ мм}^2$ ), которыми закорачивают и заземляют токоведущие части. Их вначале присоединяют к заземлению ГРЩ, а затем к заземляемым токоведущим частям, работая в резиновых перчатках. На рукоятках коммутационных аппаратов, которыми может быть подано напряжение, вывешивают плакаты «Заземлено».

При работе без переносных заземлений принимают дополнительные меры безопасности: механическое запираание приводов коммутационных аппаратов в отключенном положении, применение изолирующих прокладок на контактах АВ, отключение подводов питающих линий и т. д. На рукоятках коммутационных аппаратов, ключах и кнопках управления вывешивают плакаты «Не включать, работают люди!»

Приступающий к выполнению работ электрик должен предварительно убедиться в выполнении всех перечисленных мер предосторожности.

В виде исключения при напряжении до 380 В допускается выполнение аварийных работ по установке временных перемычек, подтягиванию гаек на шинах и т. п. без снятия напряжения. Эти работы могут выполняться только опытным электротехническим персоналом под непосредственным наблюдением квалифицированного специалиста. При работе на токоведущих частях одной фазы следует другие фазы оградить резиновыми ковриками. Работают, стоя на диэлектрическом коврикe или в диэлектрических ботах (галошах), электромонтажным инструментом с изолированными ручками. На работающем должны быть надеты комбинезон с застегнутыми у кистей рукавами и головной убор. Ему запрещается одновременно касаться шины и металлических частей ГРЩ и переборок, брать инструмент от лиц, находя-

шихся на неизолированной палубе, работать напильником, ножовкой и другими слесарными инструментами.

**Техническое обслуживание.** Оно проводится по заведованиям и предусматривает технические осмотры и ПТО.

Ежедневные технические осмотры необходимы для ответственных щитов при отсутствии постоянной вахты; при них поддерживают чистоту электрооборудования, удаляют загрязнения сухой бelfевой ветошью, проводят уборку платформ, чистку диэлектрических ковров, устраняют обнаруженные неисправности и проводят необходимую подрегулировку аппаратуры.

Периодические (ежемесячные) технические осмотры проводят для всех электрораспределительных щитов.

Они включают в себя все операции ежедневного технического осмотра, продувку электрооборудования сухим воздухом давлением до 200 кПа, проверку надежности контактных соединений и контроль сопротивления изоляции переносным мегомметром.

Согласно действующим правилам техники безопасности технический осмотр щитов напряжением до 1000 В разрешается проводить под напряжением одному лицу из рядового или командного состава электротехнического персонала. Пребывание за ГРЩ, находящимся под напряжением более 1000 В, категорически запрещается.

При техническом осмотре щита под напряжением запрещается касаться токоведущих частей, обтирать и чистить их; устранять неисправности, если это связано с приближением к токоведущим частям; снимать ограждения и проникать за них; снимать предупредительные плакаты. О всех замеченных неисправностях следует немедленно докладывать электромеханику.

ПТО № 1 (полугодовое) всех щитов предусматривает тщательную очистку всего электрооборудования щита от пыли волосяными кисточками, продувку сухим воздухом и протирание бelfевой ветошью, слегка смоченной в бензине Б-70 или спирте; осмотр и проверку правильности работы аппаратуры; проверку плотности обжатия контактных соединений и надежности крепления аппаратуры; смазку тальком или густым меловым раствором резиновых уплотнений; регулировку плотности закрытия дверей и посадки съемных элементов; проверку состояния накопечников кабелей и проводов; подправку окраски щита; промывание и сушку изоляционных ковров и измерение сопротивления изоляции.

ПТО № 2 (ежегодное) дополняется проверкой крепления проводов и жгутов, подтяжкой крепления амортизаторов, заменой резинового уплотнения и проверкой изоляционного оконцевания жил кабелей.

ПТО № 3 проводят не реже одного раза в три года; оно состоит из дефектовки аппаратуры; замены неремонтируемых аппаратов новы-

ми; обжатия контактных и крепежных соединений; проверки качества пайки, опрессовки наконечников и надежности защитных заземлений; ремонта аппаратов; замены фильтрующих конденсаторов и проверки функционирования под током.

Все ремонтные работы и ПТО на судах проводят, как правило, при снятом с электрораспределительного щита напряжении.

### 13.8. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СУДОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Техническое использование предусматривает систематическое измерение сопротивления изоляции, поддержание его на заданном уровне, организацию периодических осмотров и проверок технического состояния кабелей и кабельных трасс.

Сопротивления изоляции измеряют щитовым мегомметром либо приборами ПКИ или «Электрон» через каждые 2 ч — в электрических сетях, питаемых от ГРЩ; 1 раз за вахту — в электрических сетях, питаемых от трансформаторов и статических преобразователей; 1 раз в сутки — в ЛЭП ответственных электроприводов, включаемых выборочно по мере надобности; при подготовке к действию и после окончания работы — в ЛЭП электроприводов палубных механизмов. Дополнительно ежемесячно измеряют сопротивление изоляции переносным мегомметром по всем фидерам и видам электрооборудования, занося результаты измерений в вахтенный электротехнический журнал.

Установлены следующие минимальные нормы сопротивления изоляции, в МОм: 0,3 — для отдельного фидера освещения напряжением до 100 В; 1,5 — то же, напряжением 100—500 В; 1 — для отдельного силового фидера напряжением 100—500 В;  $5 \cdot 10^3$  — то же, напряжением более 500 В; 0,3 — для отдельного фидера слабого тока напряжением до 100 В; 1 — то же, напряжением более 100 В; 0,3 — для РЩ, коммутационной аппаратуры и электронагревательных приборов напряжением до 100 В; 1 — то же, напряжением 100—500 В;  $2 \cdot 10^3$  — то же, напряжением более 500 В; 10 — для силовых полупроводниковых блоков; 0,7 — для рабочих обмоток электрических машин и трансформаторов (при температуре, близкой к рабочей) мощностью до 100 кВт (кВ · А) и напряжением до 500 В;  $3 U_N / (P_N + 1000)$  — то же, мощностью  $P_N > 100$  кВт (кВА) и напряжением (фазным)  $U_N > 500$  В; 0,5 — для обмоток возбуждения электрических машин напряжением до 110 В; 1 — то же, при напряжении более 110 В. Нормы удваиваются при измерении сопротивления изоляции между жилами кабелей с отключенными ПЭ. При снижении сопротивления изоляции поврежденный участок сети отключают и устраняют неисправность.

ПТО № 1 (ежемесячное) предусматривает визуальное обнаружение механических повреждений оболочек кабелей, панцирных и экранированных оплеток и брони; удаление загрязнений с поверхности; проверку состояния маркировочных табличек и надписей; измерение сопротивления изоляции судовой сети щитовым мегомметром, а электрооборудования и фидеров, не находящихся под напряжением, — переносным мегомметром; проверку состояния кабеля электропитания с берега.

Применение временных ЛЭП на судне, за исключением периодов ремонта в заводских условиях, запрещено.

ПТО № 2 (ежегодное) предусматривает вскрытие, очистку и покраску соединительных коробок; проверку качества крепления кабелей; чистоты мест их прокладки, целостности защитных оболочек, сохранности окраски кабелей и конструкций для их крепления, качества опрессовки и припайки кабельных наконечников, надежности электрического контакта в зажимах, сохранности оконцевания и маркировки рабочих жил, качества консервации резервных жил кабелей, надежности специальных защитных покрытий кабелей и антикоррозионных покрытий металлических оплеток, состояния заземления металлических оплеток и корпусов сетевой арматуры, герметичности уплотнения групповых и индивидуальных сальников и проходных кабельных коробок, исправности переносных кабелей для различных электроустройств и измерение сопротивления изоляции кабельной сети.

Герметичность кабельных коробок и сальников проверяют по отсутствию осевого перемещения кабеля и при помощи обдува их воздухом под давлением 300–400 кПа из шланга диаметром 12–15 мм, находящегося на расстоянии 100 мм от испытываемого места. При достаточной герметичности на противоположной стороне кабельной коробки или сальника, покрытой густой мыльной пеной, не должно появляться быстро лопающихся пузырей. Групповые палубные сальники проверяют путем налива воды в их верхнюю часть.

Проходные кабельные коробки и групповые сальники доуплотняют асбестовым шнуром, пропитанным раствором уплотнительной массы 421А в бензине.

В трюмах, туннелях и на открытых местах кабель окрашивают свинцовым суриком на натуральной олифе, а в остальных местах — масляной краской под цвет помещений. Кабели, подверженные действию агрессивных сред, покрывают защитными лаками. Кабели и конструкции для их крепления вне машинных помещений окрашивает палубная команда под наблюдением электромеханика.

Поврежденный кабель сращивают установкой соединительной кабельной коробки или соединением жил холодной опрессовкой в медных калиброванных муфтах с последующей вулканизацией изоляции и защитной оболочки.

В процессе старения изоляции ее сопротивление повышают переразделкой оконцевания кабелей. Для сушки увлажненной изоляции кабеля используют электроосмос — удаление влаги через микропоры под действием электростатического поля. К жилам кабеля подводят положительное по отношению к корпусу постоянное напряжение 1500—300 В, получаемое для безопасности от трансформатора мощностью 50—100 В · А с полупроводниковым выпрямителем.

Электро- и пожаробезопасность электрических сетей обеспечивают своевременным и качественным проведением ПТО и ремонтов; постоянным контролем сопротивления изоляции; периодической проверкой рабочих параметров и настройкой аппаратов защиты; использованием электрооборудования только по прямому назначению; поддержанием штатных окружающих условий.

Для пожарной безопасности при передаче топлива в рейсе корпуса судов, участвующих в операции, соединяют электрическим кабелем с хорошей изоляцией и надежными зажимами.

При возгорании электрической сети следует снять с нее напряжение и тушить любыми судовыми средствами, избегая химические. Горящую сеть под напряжением тушат воздушно-механической пеной, приготовленной на пресной воде, и углекислотой из ручных огнетушителей.

### **13.9. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СВЕТОТЕХНИЧЕСКИХ ПРИБОРОВ**

Техническое использование светотехнического и электротермического оборудования является обязанностью вахтенного электрика и предусматривает поддержание его в постоянной готовности к действию, включение, контроль функционирования, выбор оптимальных режимов работы и отключение.

Включение, переключение режимов работы и отключение проводится членами экипажа по заведованиям и расписаниям внутрисудовой службы. Для экономии электроэнергии и ресурса работы электроламп и ТЭН их включают по мере надобности с выбором оптимальных режимов работы осветительных и нагревательных электроустановок. Частые включения и отключения снижают срок службы ламп, особенно люминесцентных и дуговых.

Сети освещения должны поддерживаться в исправном состоянии полностью укомплектованными. Светильники должны быть чистыми, укомплектованными исправными штатными лампами, защитными стеклами, сетками и решетками; надежно заземлены, закреплены и защищены от внешних воздействий. Водозащищенные светильники, штепсельные розетки, выключатели, соединительные коробки и РЩ

должны иметь надежное уплотнение сальников и исправные резиновые прокладки. Штепсельные разъемы при вставленной вилке фиксируют и уплотняют навинчиванием нажимной гайки. Штепсельные розетки при вынудой штепсельной вилке плотно закрывают наворачивающимися колпачками.

Освещенность в судовых помещениях ежеквартально контролируют переносным люксметром с составлением акта по результатам контроля. Ее измеряют на расстоянии 0,8 м от палубы, на палубе или на рабочих местах.

Лампы в светильниках заменяют при выходе из строя или заметном снижении светового потока. Запрещается замена лампы в неотключенном светильнике. Во время проверки установленной лампы при снятом защитном стекле светильника соблюдают меры предосторожности на случай ее взрыва. Люминесцентные и дуговые лампы требуют осторожного обращения с учетом ядовитости паров ртути.

Переносные сетевые и автономные светильники в зависимости от принадлежности хранятся у боцмана и лиц судовой и электромеханической персоналы, а их техническое использование входит в обязанности электриков. Переносные светильники проверяют ежемесячно и перед каждым использованием, трюмные светильники — после окончания грузовых операций.

В судовых помещениях категории I и II взрывоопасное используют взрывобезопасные аккумуляторные фонари с сертификатами об их пригодности для работы во взрывоопасной среде этих помещений. Эти фонари хранятся у электромеханика и проверяются через каждые 10 сут и перед использованием.

При выходе из строя лампы аварийного освещения ее немедленно заменяют. Все осветительные точки аварийного (в том числе малого) освещения и исправность работы их систем автоматического включения и отключения проверяют не реже двух раз в месяц.

В сигнально-отличительных фонарях устанавливают только штатные лампы. Исправность световой и звуковой сигнализации коммутатора проверяют не реже одного раза в сутки по расписанию внутрисудовой службы или по указанию вахтенного штурмана.

Перед включением электронагревательного прибора убеждаются в надежности его заземления, исправности выключателей и переключателей режимов и отсутствии вблизи них горючих материалов. Перед включением электрических баков, чайников, паровых электрованн, хлебопекарных печей и т. п. проверяют уровень воды над ТЭН (не менее 50 мм). В процессе работы запрещается оставлять электронагревательные приборы без присмотра, перегревать и переполнять пищеварочные котлы и кипяtilьные баки во избежание выплескивания жидкости.

Техническое обслуживание предусматривает проведение мероприятий в объеме ПТО № 1 или ПТО № 2.

ПТО № 1 предусматривает проверку исправности и чистку электрооборудования сетей освещения и нагревательных приборов.

Сроки чистки судовых светильников зависят от характера помещений и высоты, установки светильников и составляют: три и два раза в месяц в помещениях с малым выделением пыли, копоти и дыма (машинные, жилые, служебные и вспомогательные помещения, рубки и т. п.); четыре и три раза в год — на открытых палубах при высоте установки соответственно не более 2,5 и более 2,5 м и т. д. Корпуса светильников и электрооборудование протирают ветошью, смоченной в бензине Б-70. Защитные стекла светильников моют в теплой воде, протирают сухой ветошью и сушат. Колбы ламп протирают сухой чистой ветошью.

Ежемесячно смазывают резьбу защитных стекол водозащищенных светильников, защитных колпачков и нажимных гаек водозащищенных штепсельных разъемов тавотом или смесью цинковой пыли и технического вазелина в равных частях (для силуминовых корпусов). Ежеквартально вскрывают и чистят соединительные коробки и РЩ.

Электронагреватели осматривают и чистят ежеквартально. Вскрывая кожух, удаляют пыль струей сжатого воздуха, грязь — ветошью, смоченной в бензине Б-70, и накипь — шабером, осматривают электронагреватели и обжимают все контактные соединения.

ПТО № 2 проводят ежегодно и дополнительно к ПТО № 1 предусматривают замену неисправных элементов; подтяжку крепления, заземления, контактных соединений и сальников; оклетневку асбестовым шнуром жил кабелей с пересохшей изоляцией; окраску корпусов светильников и другой арматуры.

### **13.10. НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ СПЕЦИФИКАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ СУДОВ**

Рыбопромысловые суда совершают длительные рейсы в различные районы Мирового океана. Они проводят много времени в районе промысла. В связи с такой спецификой работы для них характерны следующие режимы работы, которые отсутствуют у других типов судов. Это промысловый режим с работой технологического оборудования, переходы на промысел и в порт с работой рефрижераторной установки, стоянка у плавбазы с работой грузовых лебедок и холодильной установки, аварийный режим технических средств судна при поступлении воды и пожаре. Наличие этих режимов должно учитываться при расчете мощ-



ности СЭЭС. Коэффициенты загрузки и одновременности работы электрооборудования различаются в зависимости от режима работы и типа судна и определяются на основании логических решений.

Анализ работы судового электрооборудования показывает, что использование валогенераторов для питания судовых потребителей на переходах судна, совершенствование систем управления напряжением и частотой могут дать существенную экономию дизельного топлива, сохранить моторесурс вспомогательных дизель-генераторов, приведут к улучшению экономических показателей судов рыбопромыслового флота.

## РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

---

1. Баранов А. П. Судовые автоматизированные электроэнергетические системы. М.: Транспорт, 1988. — 328 с.
2. Богомолов В. С. Судовые электроэнергетические установки подчиненного управления. Калининградское кн. изд-во, 1996. — 240 с.
3. Богомолов В. С. Оптимизация параметров и структур судовых электроэнергетических установок. Калининград: КГТУ, 1997. — 156 с.
4. Богомолов В. С. Повышение эффективности эксплуатации валогенераторов рыбопромысловых судов. Калининградское кн. изд-во, 1989. — 144 с.
5. Богомолов В. С. Валогенераторные установки судов: теория и эксплуатация. Калининградское кн. изд-во, 2005. — 208 с.
6. Константинов В. Н. Системы и устройства автоматизации судовых электроэнергетических установок. Л.: Судостроение, 1988. — 312 с.
7. Лейкин В. С., Михайлов В. А. Автоматизированные электроэнергетические системы рыбопромысловых судов. М.: Агропромиздат, 1987. — 327 с.
8. Правила классификации и постройки морских судов. Регистр РФ. СПб.: Транспорт, 1995. — 928 с.
9. Правила технической эксплуатации судовых технических средств. М.: В/О «Мортехинформреклама», 1984. — 338 с.
10. Сергиенко Л. И., Миронов В. В. Электроэнергетические системы морских судов. М: Транспорт, 1991. — 261 с.
11. Справочник судового электротехника. Под ред. Г. И. Китаенко. Л.: Судостроение, 1980. — 528 с.
12. Судовые электроустановки и их автоматизация. // К. Т. Витюк, П. И. Грищенко, П. К. Коробов, В. В. Тихонов. М.: Транспорт, 1986. — 448 с.
13. Сухарев Е. М. Судовые электрические станции, сети и их эксплуатация. Л.: Судостроение, 1986. — 304 с.

14. Сухарев Е. М. Основы электроники и судовой электроавтоматики. М.: Агропромиздат, 1985. — 264 с.
15. Хайдуков О. П., Дмитриев А. Н., Запорожцев Г. Н. Эксплуатация электро-энергетических систем морских судов. М.: Транспорт, 1988. — 233 с.
16. Яковлев Г.С. Судовые электроэнергетические системы. 4-е изд., переработ. Л: Судостроение, 1980. — 288 с.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ .....	3
-------------------	---

<b>ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СУДОВЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ .....</b>	<b>5</b>
1.1. Основные элементы, классификация и структурные схемы СЭЭС .....	5
1.2. Условия эксплуатации, режимы работы и показатели СЭЭС .....	10
1.3. Основные параметры СЭЭС .....	15
1.4. Качество электрической энергии в СЭЭС .....	21
1.5. Судовые потребители электроэнергии и их деление на группы .....	24
1.6. Основные направления автоматизации судов и СЭЭС .....	25
1.7. Надежность, живучесть и безопасность СЭЭС .....	27

<b>ГЛАВА 2. ИСТОЧНИКИ И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СУДОВЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ .....</b>	<b>31</b>
2.1. Генераторные агрегаты .....	31
2.2. Электрические аккумуляторы .....	32
2.3. Преобразователи электрической энергии .....	40
2.4. Электроснабжение судна от береговых сетей .....	42
2.5. Методы определения нагрузки генераторов СЭЭС .....	43
2.6. Выбор количества, мощности и типа генераторов .....	51
2.7. Выбор электрических аккумуляторов .....	53
2.8. Выбор преобразователей электроэнергии .....	54

<b>ГЛАВА 3. СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И ЧАСТОТЫ СУДОВЫХ ГЕНЕРАТОРОВ .....</b>	<b>57</b>
3.1. Требования к системам автоматического регулирования напряжения и частоты .....	58
3.2. Принципы построения систем автоматического регулирования напряжения синхронных генераторов .....	60
3.3. Системы автоматического регулирования напряжения синхронных генераторов с токовым и фазовым компаундированием .....	61
3.4. Системы автоматического регулирования напряжения синхронных генераторов, действующие по отклонению .....	64
3.5. САРН валогенератора судов РТМ-С .....	65

3.6.	Комбинированные системы автоматического регулирования напряжения синхронных генераторов .....	68
3.7.	САРН валогенератора судов СГМ, БАГМ, РГМК-С .....	70
3.8.	Обеспечение начального возбуждения синхронных генераторов с самовозбуждением .....	77
3.9.	Системы автоматического регулирования частоты вращения приводных двигателей генераторов .....	79
<b>Глава 4.</b>	<b>ЭЛЕКТРОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЩИТЫ И ИХ АППАРАТУРА .....</b>	<b>85</b>
4.1.	Электрораспределительные щиты .....	85
4.2.	Главный распределительный щит .....	85
4.3.	Промежуточные распределительные щиты .....	88
4.4.	Шины ГРЩ и РЩ .....	89
4.5.	Физические процессы в контактных электрических аппаратах .....	92
4.6.	Коммутационные электрические аппараты ручного действия .....	97
4.7.	Предохранители и автоматические выключатели .....	100
4.8.	Реле защиты .....	111
4.9.	Измерительные трансформаторы .....	115
4.10.	Выбор аппаратов и приборов .....	118
<b>Глава 5.</b>	<b>РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА СУДАХ .....</b>	<b>122</b>
5.1.	Судовые системы распределения электроэнергии .....	122
5.2.	Канализация электроэнергии и расчет судовых электрических сетей .....	126
5.3.	Определение потери напряжения на участке сети постоянного тока .....	134
5.4.	Определение потери напряжения на участке сети переменного тока .....	138
5.5.	Особенности выбора сечения кабелей при пучковых трассах .....	143
<b>Глава 6.</b>	<b>ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СУДОВЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ .....</b>	<b>151</b>
6.1.	Преимущества и недостатки параллельной работы генераторов в СЭЭС .....	151
6.2.	Включение синхронных генераторов на параллельную работу .....	152
6.3.	Автоматическая точная синхронизация генераторов .....	155
6.4.	Распределение активной и реактивной мощности при параллельной работе синхронных генераторов .....	159
6.5.	Автоматическое регулирование активной нагрузки и частоты при параллельной работе синхронных генераторов .....	161
6.6.	Автоматическое регулирование реактивной нагрузки между параллельно работающими синхронными генераторами .....	162
6.7.	Особенности параллельной работы вало- и дизель-генераторов .....	164
6.8.	Параллельная работа валогенераторов подчиненного управления .....	166
6.9.	Параллельная работа генераторов постоянного тока .....	171
6.10.	Параллельная работа судовых генераторов с береговой сетью .....	173
<b>Глава 7.</b>	<b>ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВАЛОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК СУДОВ (ВГУ) И ИХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ .....</b>	<b>176</b>
7.1.	Условия работы и требования к ВГУ .....	176
7.2.	САРН и САРЧ валогенераторов .....	178

<b>ГЛАВА 8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ВАЛОГЕНЕРАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ СУДОВ</b>	
<b>ПЕРЕМЕННОЙ СКОРОСТИ ВРАЩЕНИЯ</b>	185
8.1. Синхронный валогенератор с преобразователем частоты	185
8.2. Валогенератор постоянного тока с инвертором	188
8.3. Асинхронный валогенератор	190
8.4. Синхронный валогенератор с электромеханическими передачами	192
8.5. Синхронный валогенератор с индукторными и электромагнитными муфтами скольжения	193
8.6. Синхронный валогенератор с гидромеханической передачей	196
8.7. Асинхронное возбуждение синхронного генератора	197
8.8. Контроль изоляции судовых электрических сетей	202
<b>ГЛАВА 9. ЗАЩИТА СУДОВЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ</b>	203
9.1. Назначение, структура и основные требования, предъявляемые к защите СЭЭС	203
9.2. Защита генераторов и преобразователей электроэнергии	209
9.3. Защита электрических сетей	215
9.4. Защита потребителей электрической энергии	218
<b>ГЛАВА 10. ОСНОВЫ РАСЧЕТА ДИНАМИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ В СЭЭС</b>	221
10.1. Расчеты с использованием системы относительных единиц	221
10.2. Общие положения по расчету токов к.з.	223
10.3. Расчет токов короткого замыкания СЭЭС переменного тока	228
10.4. Общие положения по расчету провалов напряжения генераторов	234
10.5. Расчет провала напряжения синхронного генератора	240
10.6. Общие понятия об устойчивости СЭЭС	245
10.7. Применение аварийных источников электроэнергии	252
<b>ГЛАВА 11. ОПТИМИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ</b>	
<b>ВАЛОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК (ВГУ)</b>	254
11.1. ВГУ как системы подчиненного управления	254
11.2. СПУ со связью регуляторов по управлению	255
11.3. СПУ со связью регуляторов по нагрузке	259
11.4. Способы реализации астатического регулятора напряжения	261
11.5. Синтез астатического регулятора напряжения валогенератора	264
<b>ГЛАВА 12. СУДОВАЯ СВЕТОТЕХНИКА И ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ</b>	
<b>ПРИБОРЫ</b>	269
12.1. Основные понятия в светотехнике	269
12.2. Источники света	270
12.3. Схемы подключения люминесцентных ламп	274
12.4. Светильники и прожекторы	276
12.5. Расчет электрического освещения	281
12.6. Световая сигнализация	284
12.7. Электронагревательные приборы	288
<b>ГЛАВА 13. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>	291
13.1. Основные сведения об организации технической эксплуатации	291
13.2. Техническая эксплуатация генераторов СЭЭС	293
13.3. Техническая эксплуатация химических источников тока	295

13.4. Техническая эксплуатация электрической аппаратуры .....	297
13.5. Техническая эксплуатация систем автоматического регулирования .....	300
13.6. Техническая эксплуатация устройств параллельной работы генераторов ..	301
13.7. Техническая эксплуатация судовых распределительных щитов .....	303
13.8. Техническая эксплуатация судовых электрических сетей .....	307
13.9. Техническая эксплуатация светотехнических приборов .....	309
13.10. Некоторые вопросы спецификации промысловых судов .....	311
РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА .....	313





*Учебное издание*

Богомолов Валерий Сергеевич

**СУДОВЫЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ  
И ИХ ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

Учебник для средних профессиональных учебных заведений

Художник *М. М. Иванов*

Компьютерная верстка и техническое редактирование *Е. В. Денюковой*

Подписано к печати 06.04.2006 г. Формат 60×84<sup>1/16</sup>. Бумага офсетная.

Печать офсетная. Объем 10,0 бум. л. Усл. печ. л. 18,6. Печ. л. 20,0.

Изд. № 11/10160. Тираж 1000 экз. Заказ 4225.

Издательство «Мир»

Министерства культуры и массовых коммуникаций РФ  
107996, ГСП-6, Москва, 1-й Рижский пер., 2.

Диапозитивы изготовлены в издательстве «Мир»

Отпечатано в полном соответствии  
с качеством предоставленных диапозитивов  
в ГУП «Брянское областное полиграфическое объединение»  
241019, г. Брянск, пр-т Ст. Димитрова, 40

ISBN 5-03-003767-5



9 785030 037677