

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Управление в технических системах

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе

_____ Е.И. Луковникова

« _____ » _____ 201__ г.

**РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ**

Б1.В.ДВ.08.01

НАПРАВЛЕНИЕ ПОДГОТОВКИ

11.03.02 Инфокоммуникационные технологии и системы связи

ПРОФИЛЬ ПОДГОТОВКИ

Многоканальные телекоммуникационные системы

Программа академического бакалавриата

Квалификация (степень) выпускника: бакалавр

СОДЕРЖАНИЕ ПРОГРАММЫ

Стр.

1. ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ, СООТНЕСЕННЫХ С ПЛАНИРУЕМЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ОСВОЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ	3
2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ	4
3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ДИСЦИПЛИНЫ	4
3.1 Распределение объёма дисциплины по формам обучения.....	4
3.2 Распределение объёма дисциплины по видам учебных занятий и трудоемкости	4
4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ	5
4.1 Распределение разделов дисциплины по видам учебных занятий	5
4.2 Содержание дисциплины, структурированное по разделам и темам	7
4.3 Лабораторные работы.....	77
4.4 Практические занятия.....	77
4.5. Контрольные мероприятия: контрольная работа.....	78
5. МАТРИЦА СООТНЕСЕНИЯ РАЗДЕЛОВ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ К ФОРМИРУЕМЫМ В НИХ КОМПЕТЕНЦИЯМ И ОЦЕНКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ	79
6. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ	80
7. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ	80
8. ПЕРЕЧЕНЬ РЕСУРСОВ ИНФОРМАЦИОННО – ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ИНТЕРНЕТ» НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ	81
9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ.....	81
9.1. Методические указания для обучающихся по выполнению лабораторных работ/ практических работ	81
9.2. Методические указания по выполнению контрольной работы	91
10. ПЕРЕЧЕНЬ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ	92
11. ОПИСАНИЕ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ	92
Приложение 1. Фонд оценочных средств для проведения промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине.....	93
Приложение 2. Аннотация рабочей программы дисциплины	100
Приложение 3. Протокол о дополнениях и изменениях в рабочей программе	101
Приложение 4. Фонд оценочных средств для текущего контроля успеваемости по дисциплине.....	102

1. ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ, СООТНЕСЕННЫХ С ПЛАНИРУЕМЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ОСВОЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Вид деятельности выпускника

Дисциплина охватывает круг вопросов, относящихся к проектному виду профессиональной деятельности выпускника в соответствии с компетенциями и видами деятельности, указанными в учебном плане.

Цель дисциплины

Ознакомление студентов с основными принципами формирования систем бесперебойного, гарантированного, общего и внешнего электроснабжения предприятий отрасли инфокоммуникаций.

Задачи дисциплины

Задачей дисциплины является обеспечение целостного представления студентов о способах проектирования, эксплуатации и оптимизации режимов работы схем электроснабжения предприятий и организаций отрасли инфокоммуникаций.

Код компетенции	Содержание компетенций	Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине
1	2	3
ОПК-2	Способность решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением инфокоммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<p>Знать: -Принципы расчета режимов работы электроэнергетических систем и сетей;</p> <p>Уметь: -Самостоятельно принимать решения, использовать полученные знания на практике;</p> <p>Владеть: - Достаточным уровнем понимания материала, и способностью выявлять сущность проблем.</p>
ПК-13	Способность осуществлять подготовку типовых технических проектов на различные инфокоммуникационные объекты	<p>Знать: - Основные методы и способы сбора и анализа исходных данных для расчета и проектирования электрических сетей;</p> <p>Уметь: -Оформлять публикации и отчеты по результатам исследования режимов работы электрических сетей;</p> <p>Владеть: - Достаточным уровнем знаний для сбора и анализа исходных данных для расчета и проектирования систем электроснабжения.</p>

2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Дисциплина Б1.В.ДВ.08.01 Электроснабжение телекоммуникационных предприятий относится к элективной части.

Дисциплина Электроснабжение телекоммуникационных предприятий базируется на знаниях, полученных при изучении дисциплины Теория электрических цепей.

Основываясь на изучении перечисленных дисциплин, дисциплина Электроснабжение телекоммуникационных предприятий представляет основу для изучения дисциплины Проектирование и эксплуатация систем передачи.

Такое системное междисциплинарное изучение направлено на достижение требуемого ФГОС уровня подготовки по квалификации бакалавр.

3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ДИСЦИПЛИНЫ

3.1. Распределение объема дисциплины по формам обучения

Форма обучения	Курс	Семестр	Трудоемкость дисциплины в часах						Контрольная работа	Вид промежуточной аттестации
			Всего часов	Аудиторных часов	Лекции	Лабораторные работы	Практические занятия	Самостоятельная работа		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Очная	4	7	108	51	17	-	34	57	кр	зачет
Заочная	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Заочная (ускоренное обучение)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Очно-заочная	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

3.2. Распределение объема дисциплины по видам учебных занятий и трудоемкости

Вид учебных занятий	Трудоемкость (час.)	в т.ч. в интерактивной, активной, инновационной формах, (час.)	Распределение по семестрам, час
			7
1	2	3	4
I. Контактная работа обучающихся с преподавателем (всего)	51	12	51
Лекции (Лк)	17	8	17
Практические работы (ПР)	34	4	34
Контрольная работа (кр)	+	-	+
Индивидуальные(групповые) консультации	+	-	+
II. Самостоятельная работа обучающихся (СР)	57	-	57

Подготовка к практическим работам	17	-	17
Подготовка к зачету	17	-	17
Выполнение контрольной работы	23	-	23
III. Промежуточная аттестация зачет	+	-	+
Общая трудоемкость дисциплины час. зач. ед.	108	-	108
	3	-	3

4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1. Распределение разделов дисциплины по видам учебных занятий

- для очной формы обучения:

№ раздела и темы	Наименование раздела и тема дисциплины	Трудоемкость, (час.)	Виды учебных занятий, включая самостоятельную работу обучающихся и трудоемкость; (час.)		
			учебные занятия		самостоятельная работа обучающихся
			лекции	практические работы	
1	2	3	4	6	7
1.	Интеллектуальное здание	11	2	-	9
1.1.	Понятие интеллектуального здания	2,5	0,5	-	2
1.2.	Инженерная инфраструктура	2,5	0,5	-	2
1.3.	Технологические системы	2,5	0,5	-	2
1.4.	Системы безопасности	3,5	0,5	-	3
2.	Электроснабжение интеллектуального здания	16	3	4	9
2.1.	Надёжность электроснабжения	6	1	2	3
2.2.	Качество электроснабжения	6	1	2	3
2.3.	Особенности электроснабжения средств информатизации и телекоммуникаций	2,5	0,5	-	2
2.4.	Состав и основные функции системы электроснабжения	1,5	0,5	-	1
3.	Система бесперебойного электроснабжения	13	4	-	9
3.1.	Классификация источников бесперебойного питания по мощности	1,5	0,5	-	1
3.2.	Типы источников бесперебойного питания и их структура	1,5	0,5	-	1
3.3.	Конструктивное исполнение ИБП	1,5	0,5	-	1
3.4.	Энергетические массивы	1,5	0,5	-	1
3.5.	Технические характеристики источников бесперебойного	1,5	0,5	-	1

	питания				
3.6.	Системы постоянного тока	1,5	0,5	-	1
3.7.	Аккумуляторы	1,5	0,5	-	1
3.8.	Основные принципы построения систем бесперебойного электроснабжения зданий	2,5	0,5	-	2
4.	Система гарантированного электроснабжения	11	2	-	9
4.1.	Общие сведения о СГЭ	1,5	0,5	-	1
4.2.	Дизель-генераторные установки	3,5	0,5	-	3
4.3.	Устройства автоматического включения резерва	3,5	0,5	-	3
4.4.	Схема системы гарантированного электроснабжения здания	2,5	0,5	-	2
5.	Система общего электроснабжения	15	2	4	9
5.1.	Организация электроснабжения зданий	3,5	0,5	-	3
5.2.	Трансформаторная подстанция и трансформаторы	5,5	0,5	2	3
5.3.	Схема системы общего электроснабжения	6	1	2	3
6.	Система внешнего электроснабжения	42	4	26	12
6.1.	Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии	1,5	0,5	-	1
6.2.	Выбор сечения проводов по экономической плотности тока	5,5	0,5	4	1
6.3.	Выбор мощности трансформаторов	2,5	0,5	-	2
6.4.	Схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов	11,5	0,5	9	2
6.5.	Расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении источника питания методом «в два этапа»	13	1	9	3
6.6.	Регулирование напряжения на подстанциях	8	1	4	3
	ИТОГО	108	17	34	57

4.2. Содержание дисциплины, структурированное по разделам и темам

Раздел 1. Интеллектуальное здание

Тема 1.1. Понятие интеллектуального здания

Термин «интеллектуальное здание» (ИЗ) в последнее время стал очень популярным. При этом разные компании часто трактуют его по-своему. Существует ряд определений, суть которых можно кратко сформулировать как здание, которое обеспечивает продуктивную и экономически эффективную среду путем оптимизации четырех элементов: структуры, систем, обслуживания, управления и их взаимосвязей. Существует более общее и всеобъемлющее определение этого понятия — совокупность функций интегрированной инфраструктуры. В дальнейшем будем пользоваться именно этим определением, постепенно раскрывая стоящее за ним содержание.

Растущие потребности российского рынка привели к тому, что на нем сегодня представлен широкий спектр производителей оборудования, реализующего различные функции ИЗ. Многие из ведущих производителей этого оборудования претендуют на реализацию концепции ИЗ в своей собственной трактовке. В такой ситуации полезно определить границы оптимального применения различных инженерных решений относительно различных трактовок концепции ИЗ.

Требования к инженерным системам ИЗ можно условно разделить на две группы: требования обслуживающего персонала инженерных систем здания и требования пользователей инженерных систем — владельцев и арендаторов помещений. Первая группа определяет инженерную инфраструктуру здания, вторая — структуру систем управления комфортом и пользовательские интерфейсы общих инженерных систем здания.

Системы ИЗ делятся на инженерную инфраструктуру, технологические системы и системы безопасности.

Инженерная инфраструктура интеллектуального здания образует системы жизнеобеспечения персонала и технологическую платформу, на которой функционируют остальные системы (рис. 1.1). К инженерной инфраструктуре относятся:

1. Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) здания.
2. Сеть кабельной канализации (СКК).
3. Структурированная кабельная система (СКС).
4. Система электроснабжения, которая в свою очередь включает следующие системы:
 - общего электроснабжения (СОЭ);
 - гарантированного электроснабжения (СГЭ);
 - бесперебойного электроснабжения (СБЭ);
 - систему освещения.
5. Система кондиционирования и вентиляции воздуха.
6. Система водоснабжения.
7. Система канализации.
8. Система теплоснабжения.
9. Система лифтового оборудования.

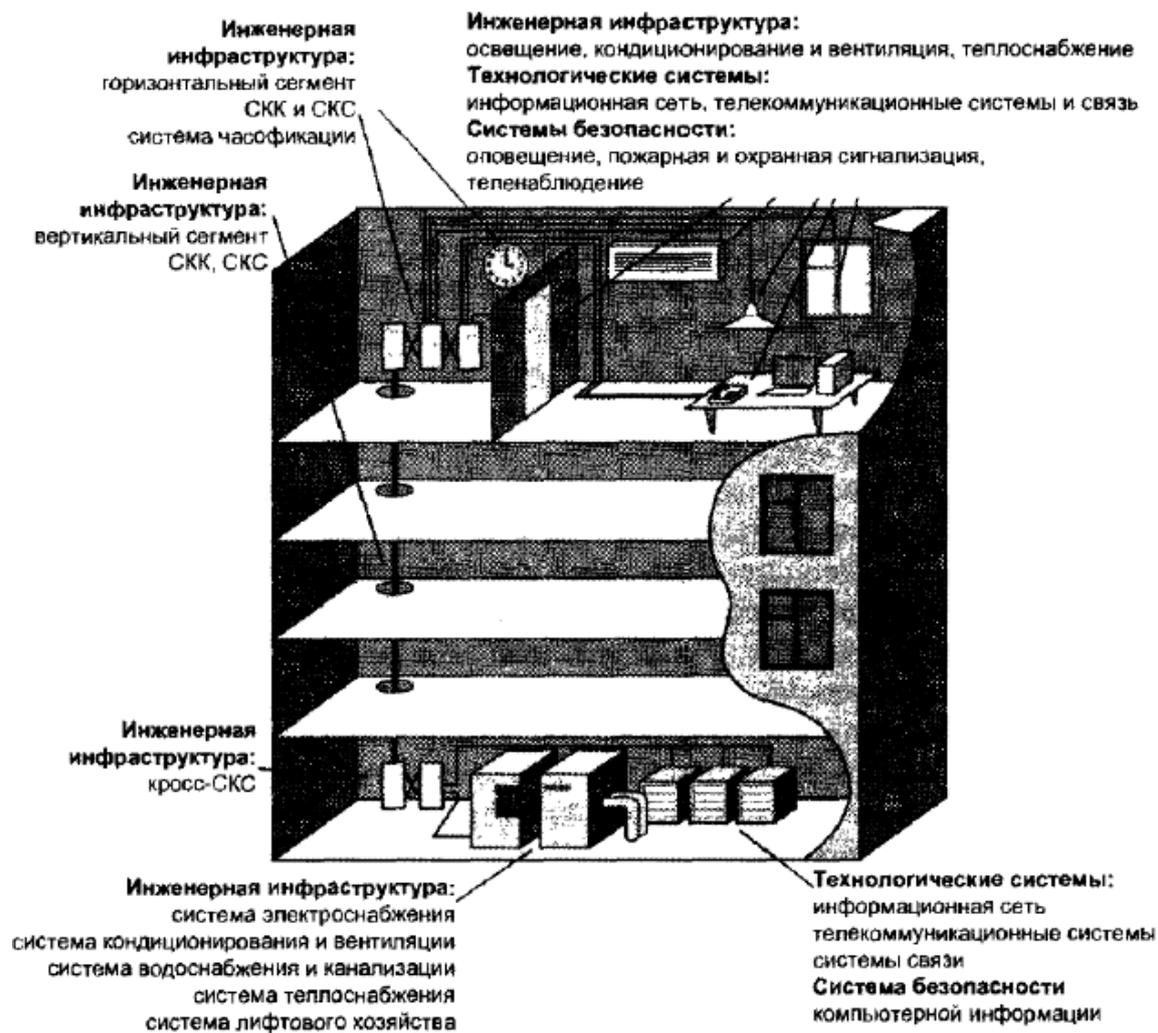


Рис. 1.1. Состав систем интеллектуального здания

Технологические системы интеллектуального здания (рис. 1.1) формируют производственную среду, позволяющую осуществлять основную деятельность предприятия или учреждения на основе информационных и телекоммуникационных технологий. К технологическим системам относятся:

1. Информационные сети.
2. Телекоммуникационные системы.
3. Телефонные станции и системы связи.
4. Система коллективного приема телевизионных сигналов

Системы безопасности интеллектуального здания (рис. 1.1) обеспечивают безопасность персонала, сохранность самого здания и имущества и сохранность информации, включая защиту от несанкционированного доступа и преднамеренного воздействия с целью разрушения инфокоммуникационных систем.

К системам безопасности относятся:

1. Система оповещения.
2. Охранная сигнализация.
3. Система контроля доступа (СКД).
4. Пожарная сигнализация.
5. Система автоматического пожаротушения.
6. Система подпора воздуха и дымоудаления.
7. Система теленаблюдения.
8. Система безопасности компьютерной информации.

С точки зрения управления комфортом инженерные системы здания можно разделить на две группы: оборудование, обеспечивающее глобальные параметры здания, и оборудование, обеспечивающее привязку этих параметров к требованиям каждого конкретного помещения и индивидуальную доводку.

Каждая из систем не является универсальной и имеет свою область применения. В этой ситуации целесообразно построение структуры управления ИЗ на базе набора систем, оптимальным образом связывающего инженерное оборудование конкретного объекта.

Таким образом, с позиции управления инженерными системами интеллектуального здания четко определяется необходимость сетевого управления оборудованием, обеспечивающим индивидуальные параметры климата и комфорта каждого помещения. Интернет-технологии позволяют упростить решение задачи дистанционного управления и контроля. Увязка же всех инженерных систем здания, обеспечение их оперативного мониторинга и управления приводят к необходимости создания автоматизированной системы диспетчерского управления.

Тема 1.2. Инженерная инфраструктура

Без преувеличения можно сказать, что одной из основных систем интеллектуального здания является автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ). АСДУ — это комплекс программно-аппаратных средств, основной задачей которого является организация надежного оптимального управления всеми системами, расположенными в здании.

АСДУ способна за счет сбора и обработки взаимосвязанной информации от всех функционирующих систем — электроснабжения, водоснабжения, кондиционирования, ЛВС, телефонии, пожарно-охранной сигнализации, системы теленаблюдения и т.д. — предложить сбалансированное адекватное решение и обеспечить его реализацию, проинформировать профильную эксплуатирующую службу о событиях. АСДУ выполняется по открытой технологии для обеспечения возможности расширения возлагаемых на неё функций, использования новых технологий и решения в дальнейшем возникающих новых задач.

Используя универсальные контроллеры, можно выбрать управляющую программу из обширной библиотеки приложений, если существуют какие-либо специфические особенности управления. Возможно создание драйверов (программ управления устройствами) и программных модулей «под заказ».

Структурированная кабельная система (СКС) предназначена для создания слаботочных систем, включая АСДУ. Основным принципом создания СКС является интеграция вычислительных, телефонных и других коммуникационных сетей в едином кабельном пространстве, т.е. объединение всего оборудования в здании. Единая СКС создается в расчете на длительную перспективу и исключает необходимость прокладки дополнительных кабелей при изменении требований к системе коммуникаций, при подключении нового и перемещении существующего оборудования.

Назначение сети кабельной канализации (СКК) — размещение, защита и упорядочение раскладки кабелей. СКК является основой для построения других систем здания, использующих силовые и слаботочные кабельные проводки. СКК проектируется и монтируется в расчете на то, что в последующем все остальные системы будут использовать трассы и конструкции СКК в целях прокладки линий соединения своих элементов.

СКК проектируется и монтируется с избыточностью, которая определяется в техническом задании и существующей нормативной документации. Обычно избыточность закладывается в объеме 15-30%.

Система электроснабжения ИЗ является основой функционирования всех систем. Отказ электроснабжения означает остановку подачи тепла, воды, выключение вентиляции и кондиционирования и, что самое главное, остановку основных технологических процессов обработки и передачи информации, осуществляемых в ИЗ. Существуют различные способы резервирования электроснабжения на разных уровнях, для различных групп потребителей.

Система кондиционирования и вентиляции воздуха обеспечивает оптимальные климатические условия в помещениях здания. Комплекс управления вентиляцией и кондиционированием позволяет обеспечить управление оборудованием для создания комфортных условий деятельности персонала и надежного функционирования оборудования. Системы контроля и управления вентиляцией и кондиционированием разработаны как для типовых случаев, когда используется оборудование одного производителя, так и оборудования различных производителей. В последнем случае решение задачи осуществляется средствами объединенной АСДУ.

Системы водоснабжения и канализации предназначены для обеспечения нормальных условий жизнедеятельности персонала и удовлетворения технологически: нужд оборудования.

Система теплоснабжения обеспечивает объект тепловой энергией. Применение управляющих контроллеров, интегрированных в объединенную АСДУ, позволяет обеспечить управление оборудованием теплоснабжения для создания комфортных условий деятельности персонала и применить энергосберегающие технологии.

Система лифтового оборудования выполняет управление лифтами в нормальном режиме и позволяет управлять ими по заранее заложенной программе, рассчитанной на возникновение аварийных и критических ситуаций (пожар, доставка VII и особо ценных грузов, блокировка нежелательных лиц и т. д.).

Тема 1.3. Технологические системы

Как было сказано выше, инженерные системы образуют инфраструктуру (платформу), на базе которой функционируют технологические системы. Под технологическими системами понимаются инфокоммуникационные системы, обеспечивающие основную деятельность организаций, предприятий, компаний и фирм, размещающихся в ИЗ. Основная деятельность этих производственных структур базируется на информационных и телекоммуникационных технологиях, и в этом смысле технологические системы являются средствами производства.

Информационная сеть образует сетевую инфраструктуру и поддерживает следующие сетевые приложения и сервисы:

- интегрированная передача голосовых, видео- и цифровых данных;
- создание виртуальных локальных и частных сетей;
- управление сетью;
- учет используемых ресурсов;
- управление пользователями;
- функционирование приложений;
- построение сетей Internet, Intranet, Extranet.

Телекоммуникационные системы в общем случае являются составной частью интеллектуальных сетей здания и обеспечивают выход в глобальные информационные сети и системы связи. Основное телекоммуникационное оборудование и системы каналов: аппаратная и системы спутниковой связи, системы проводной и беспроводной связи.

Телефонные станции и системы связи. Центральное место в этой группе оборудования занимают цифровые учрежденческие автоматические телефонные станции (УАТС). Эта группа включает в себя каналы связи, аппаратные средства и абонентские устройства: телефонные аппараты, телефаксы, компьютеры и т.п.

Система коллективного приема телевизионных сигналов предназначена для трансляции программ местного, всероссийского и спутникового телевидения и FM-радиопрограмм.

Тема 1.4. Системы безопасности

Персонал, здание, его инженерные и технологические системы нуждаются в обеспечении безопасных условий работы. Системы безопасности обеспечивают комплекс мер по пожарной, охранной, инженерной и информационной безопасности.

Система оповещения предназначена для управления эвакуацией персонала и может использоваться для трансляции сообщений и радиопрограмм.

Система охранной сигнализации предназначена для автоматизированной охраны помещений и подступов к объекту. Система охранной сигнализации сопрягается с системой телевизионного наблюдения для обеспечения комплексной охраны объекта.

Система контроля Доступа применяется для ограничения и запрещения прохода в охраняемые помещения или на контролируруемую территорию. Среди современных систем контроля доступа наиболее распространенными и оптимальными по безопасности и стоимости являются устройства и системы, считывающие идентификационный код, записанный на различных носителях. Широко распространены системы, использующие пластиковые карточки.

Система пожарной сигнализации предназначена для автоматизированного обнаружения возгорания или задымления и выдачи сигнала на запуск систем автоматического пожаротушения, подпора воздуха и дымоудаления. Система пожарной сигнализации имеет связь с системами безопасности, лифтовым оборудованием, системами оповещения, электроснабжения и средствами автоматизации. При возникновении пожара по сигналу от системы осуществляется эвакуация персонала и принимаются меры, обеспечивающие сохранность оборудования.

Система телевизионного наблюдения предназначена для охраны подступов и внутренних помещений объекта. Она обеспечивает круглосуточное телевизионное наблюдение за территорией, зданием и внутренними помещениями объекта и отображение формируемых изображений на экранах мониторов в центре управления безопасностью. Прогрессивным решением является применение компьютерных систем, которые автоматически регистрируют перемещения в охраняемых зонах, сообщают об этом оператору и производят запись изображения.

Система безопасности компьютерной информации предназначена для защиты информации в компьютерных сетях (локальных или глобальных) и включает комплекс мероприятий, проводимых с целью предотвращения утечки, хищения, утраты, несанкционированного уничтожения, искажения, модификации, несанкционированного копирования, блокирования информации и т.п.

Системы ИЗ в совокупности образуют среду, позволяющую предприятию осуществлять свою деятельность с высокой производительностью и качеством, предоставляют персоналу комфортные и безопасные условия труда. Инженерные системы, технологические системы и системы безопасности находятся в определенной функциональной связи друг с другом (рис. 1.2). Инженерные системы обеспечивают функционирование технологических систем, а также систем безопасности и создают комфортные условия деятельности персонала.

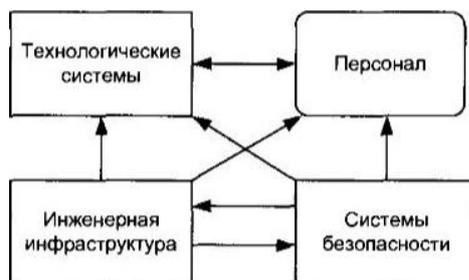


Рис. 1.2. Взаимосвязь систем интеллектуального здания

Раздел 2. Электроснабжение интеллектуального здания

Тема 2.1. Надёжность электроснабжения

По определению документа под названием «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ), электроснабжением называется обеспечение потребителей электрической энергией.

Наиболее значимыми нормативными документами в области электроснабжения зданий являются ПУЭ и комплекс стандартов ГОСТ Р 50571 «Электроустановки зданий». Требования

Правил устройства электроустановок являются обязательными для всех ведомств, организаций и предприятий, занимающихся проектированием и монтажом электроустановок, независимо от форм собственности. ПУЭ содержит общую часть, в которой даются определения, область применения и общие указания по устройству электроустановок, выбору проводников и электрических аппаратов. В ПУЭ входят следующие разделы: распределительные устройства и подстанции, электросиловые установки, электрическое освещение, электрооборудование специальных установок, канализация электроэнергии, защита и автоматика.

Комплекс стандартов ГОСТ Р 50571 является основополагающим нормативным документом в Российской Федерации в области стандартизации, сертификации, проектирования, монтажа, испытаний и эксплуатации электроустановок зданий, а также выбора электрооборудования. Комплекс стандартов на электроустановки зданий содержит требования к проектированию, монтажу, наладке и испытанию электроустановок, а также требования к выбору электрооборудования, обеспечивающие их безопасность и удовлетворительную работу при условии использования по назначению.

Наряду с ПУЭ и комплексом ГОСТ Р 50571 существует ряд нормативных документов, требования которых следует учитывать при решении специальных вопросов проектирования и строительства систем электроснабжения. Эти требования относятся к некоторым видам электрооборудования, системам заземления, вопросам электромагнитной совместимости, пожарной безопасности и т.д.

Электроустановкой называется совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии.

Электроустановки по условиям электробезопасности разделяются ПУЭ на электроустановки напряжением до 1 кВ и электроустановки напряжением выше 1 кВ (по действующему значению напряжения),

В здании, оснащенном средствами информационно-вычислительной техники и телекоммуникаций и оборудованном инженерной инфраструктурой для поддержания жизнедеятельности персонала и нормального функционирования технических средств, можно выделить три основные группы потребителей электрической энергии, требующих различной надежности электроснабжения.

Потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории. Приемником электрической энергии (электроприемником) называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

В табл. 2.1 представлен состав потребителей ИЗ и требования к надежности их электроснабжения. Группы А, В, С расположены в порядке снижения требований к надежности.

Приведенный состав потребителей относится к типичному офисному зданию. На практике составы групп потребителей А и В могут быть расширены (специфические нагрузки банковских учреждений, VIP-зоны и т.д.). Способы и схемы организации электроснабжения групп А, В и С зависят от требований к надежности электроснабжения перечисленных групп. Обеспечение надежности электроснабжения группы А, соответствующее требованиям особой группы 1 категории по классификации ПУЭ (всего установлено три группы), должно осуществляться от трех независимых, взаимно резервирующих источников питания, причем должны быть приняты дополнительные меры, препятствующие кратковременному перерыву электроснабжения во время переключения на резервный источник питания. Электроснабжение группы В производится от двух источников, но мероприятий по недопущению перерывов питания во время переключения на резерв не требуется. Электроснабжение группы С рекомендуется осуществлять также от двух независимых источников, но допускается и от одного. В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников категории могут

быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), специальные агрегаты — источники бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п. В рассматриваемых ниже случаях таковыми будут дизель-генераторные установки (ДГУ) и источники бесперебойного питания (ИБП). Поскольку все потребители располагаются в одном здании, то определяющим является требование к количеству независимых источников для группы А. Это означает, что если для электроснабжения группы А предусматривается два ввода от внешних независимых источников (вводов, помимо ДГУ и ИБП), то электроснабжение группы С будет осуществляться от тех же двух источников, а электроснабжение группы В — от трех источников (два ввода плюс ДГУ). Согласно требованиям ПУЭ при выборе независимых взаимно резервирующих источников питания, являющихся объектами энергосистемы, следует учитывать вероятность одновременного зависящего кратковременного снижения или полного исчезновения напряжения на время действия релейной защиты и автоматики при повреждениях в электрической части энергосистемы, а также одновременного длительного исчезновения напряжения на этих источниках питания при тяжелых системных авариях. Именно эта ситуация предусматривает применение ДГУ.

Таблица 2.1. Требования к надежности электроснабжения потребителей

Группа потребителей	Состав потребителей электроэнергии	Допустимый перерыв электроснабжения
А	Информационно-вычислительные системы Телекоммуникационные системы Система голосового оповещения и АТС Системы охранной и пожарной сигнализации Система контроля и управления доступом Система видеонаблюдения Эвакуационное освещение и освещение безопасности Система диспетчерского управления	Не допускается
В	Пожарные насосы Системы подпора воздуха и дымоудаления Пожарные лифты Система кондиционирования технологических помещений Холодильные камеры столовой Сигнальные огни	Допускается на время включения резервного источника питания
С	Прочие технологические и инженерные системы, не вошедшие в группы А и В	Допускается на время устранения аварии

На рис. 2.1 . приводится иллюстрация к высказанным соображениям по обеспечению надежности электроснабжения. Два ввода от источников основного (внешнего, городского) электроснабжения осуществляются через устройство автоматического включения резерва (АВР). В условиях городской застройки электроснабжение от ДГУ может оказаться невозможным по нормам пожарной безопасности, природоохранным и санитарным нормам. В таком случае достаточно организовать электроснабжение от двух источников электроснабжения городской электросети и применить ИБП. Потребность установки ДГУ для случая электроснабжения от двух источников городской электросети следует рассматривать только в связи с требованиями задания на проектирование.

В табл. 2.2 отражено соответствие требований надежности электроснабжения групп А, В, С нормам ПУЭ. Приведены все встречающиеся на практике комбинации. На практике в заданиях на проектирование можно встретить требования к обеспечению надежности электроприемников группы А по нормам особой группы I категории надежности электроснабжения.

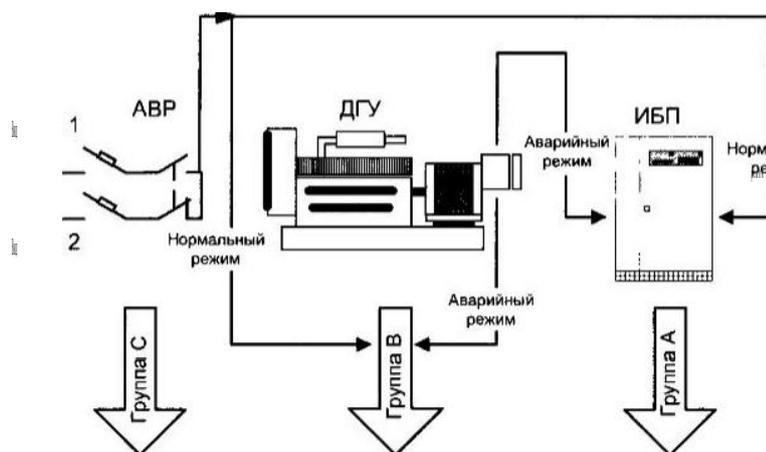


Рис. 2.1. Обеспечение надежности электроснабжения

Таблица 2.2. Взаимосвязь требований к надежности электроснабжения с нормами ПУЭ

№ п/п	Параметры схемы электроснабжения	Группы					
		А		В		С	
1	Количество независимых вводов от энергосистемы	2	1	2	1	2	1
2	Потребность в ДГУ	*	да	*	Да	нет	нет
3	Потребность в ИБП	да	да	Нет	нет	нет	нет
4	Фактическое количество источников электроснабжения	4	3	3	2	2	1
5	Категория надежности по классификации ПУЭ	Особая группа I	Особая группа I	Особая группа I	I	I	II
* - не обязательна, определяется требованиями задания на проектирование.							

Технические условия и разрешения на присоединение к электрическим сетям энергосистемы определяют величину установленной и единовременной мощности потребителя и категорию надежности электроснабжения. Установка автономных источников электроснабжения техническими условиями и разрешениями не регламентируется и выполняется по проекту. Два независимых ввода от системы внешнего (городского) электроснабжения (1 категория надежности) характерны для крупного здания, имеющего в составе инженерных систем пожарные насосы, системы подпора воздуха и дымоудаления и прочие системы, обеспечивающие безопасность персонала и работу аварийных служб. Если заданием на проектирование специально не оговорена установка ДГУ, то проектом её можно не предусматривать, поскольку группа А имеет электроснабжение по нормам особой группы категории надежности. Для небольших зданий обычно разрешается электроснабжение по II категории надежности. В этом случае рекомендуется установка ДГУ для электроснабжения электроприемников группы А,

Тема 2.2. Качество электроснабжения

Электроснабжение характеризуется надежностью и качеством, Качество электроснабжения тесно связано со свойствами самих электроприемников оказывать влияние на качество и надежность работы системы электроснабжения. К понятию качества электроснабжения в первую очередь относится качество электроэнергии (КЭ). Оно характеризуется различными нарушениями и искажениями формы питающего напряжения. Эти нарушения могут приходиться из энергосистемы — например, грозовые импульсы, коммутационные перенапряжения, вызываемые коммутацией участков электрической сети, провалы и отклонения напряжения во время работы устройств автоматического включения резерва и переключения потребителей на другие источники питания, Сами электроприемники могут вносить искажения в электрическую сеть (рис. 2.2). Такими свойствами обладают электроприемники с резкопеременным и нелинейным характером нагрузки: всевозможные преобразователи, промышленные потребители, электрический транспорт и т.д. Подобные свойства электроприемников относятся к электромагнитной совместимости (ЭМС) способности технических средств функционировать с заданным качеством в заданной электромагнитной обстановке и не создавать недопустимых электромагнитных помех другим техническим средствам.

Качество электрической энергии влияет на работоспособность и эффективность функционирования электроприемников. Применительно к инфокоммуникационным системам КЭ следует рассматривать как воздействие кондуктивных помех (электромагнитных помех, распространяющихся по элементам электрической сети) на оборудование. При этом, если уровень помех (показателей качества электроэнергии) не превышает норм, устанавливаемых стандартом, оборудование функционирует исправно и нарушений (сбоев, снижения эффективности) инфокоммуникационных систем нет.

Качество электрической энергии (качество напряжения) нормируется в ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». По определению, система электроснабжения общего назначения — совокупность электроустановок и электрических устройств энергоснабжающей организации, предназначенных для обеспечения электрической энергией различных потребителей (приемников электрической энергии). Стандарт устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электрической энергии. Точка, в которой устанавливаются требования стандарта на КЭ, называется точкой общего присоединения (рис. 2.2). По определению ГОСТ 13109-97, это точка электрической сети общего назначения, электрически ближайшая к сетям рассматриваемого потребителя электрической энергии (входным устройствам рассматриваемого приемника электрической энергии), к которой присоединены или могут быть присоединены электрические сети других потребителей (входные устройства других приемников).

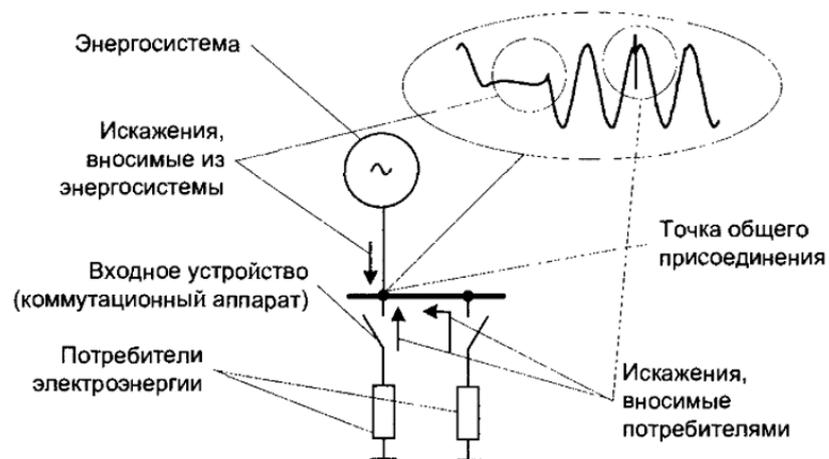


Рис. 2.2. Источники искажения качества электроэнергии

Нормы КЭ — показатели качества электроэнергии (ПКЭ), устанавливаемые указанным стандартом, являются граничными уровнями электромагнитной совместимости для кондуктивных электромагнитных помех в системах электроснабжения общего назначения. При соблюдении указанных норм обеспечивается электромагнитная совместимость электрических сетей систем электроснабжения общего назначения и электрических сетей потребителей электрической энергии (приемников электрической энергии) и не возникает нарушений и помех в работе оборудования, связанных с неудовлетворительным КЭ.

Нормы КЭ, установленные настоящим стандартом, подлежат включению в технические условия на присоединение потребителей электрической энергии и в договоры на пользование электрической энергией между электроснабжающими организациями и потребителями электрической энергии.

Эти нормы применяют при проектировании систем электроснабжения для выбора технических мероприятий по обеспечению КЭ. При эксплуатации систем электроснабжения и электроустановок потребителей ПКЭ подлежат приборному контролю для выявления случаев нарушения требований ГОСТа и установления источников (виновников) искажений КЭ.

Показатели качества электроэнергии в электрических сетях, находящихся в собственности потребителей электрической энергии, регламентируются отраслевыми стандартами и иными нормативными документами. Они не должны быть ниже норм ПКЭ, установленных настоящим стандартом в точках общего присоединения. При отсутствии отраслевых стандартов и иных нормативных документов нормы настоящего стандарта являются обязательными для электрических сетей потребителей электрической энергии.

Стандартом установлены нормально допустимые и предельно допустимые значения ПКЭ. Показателями качества электроэнергии являются рассмотренные ниже параметры.

Отклонение напряжения.

Отклонение напряжения δU_y (рис. 2.3) характеризуется показателем установившегося отклонения напряжения, для которого определены нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения δU_y на выводах приемников электрической энергии, равные соответственно ± 5 и $+10\%$ от номинального напряжения электрической сети.

2. Колебания напряжения

Колебания напряжения (рис. 2.3) характеризуются следующими показателями: — размахом изменения напряжения δU_t ;

— дозой фликера P_t — мерой восприимчивости человека к воздействию фликера (субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственного освещения, вызванного колебаниями напряжения) за установленный промежуток времени.

Предельно допустимые значения размаха изменения напряжения δU_t носят достаточно сложную функциональную зависимость от частоты повторения и формы огибающей. Данные зависимости приводятся в ГОСТ 13 109-97.

Для инфокоммуникационных систем значимым ПКЭ являются колебания напряжения, поскольку именно они оказывают воздействие на оборудование. Доза фликера является производной величиной от колебаний напряжения. Методики расчета и предельно допустимые значения дозы фликера приводятся в ГОСТ 1 3 109-97.

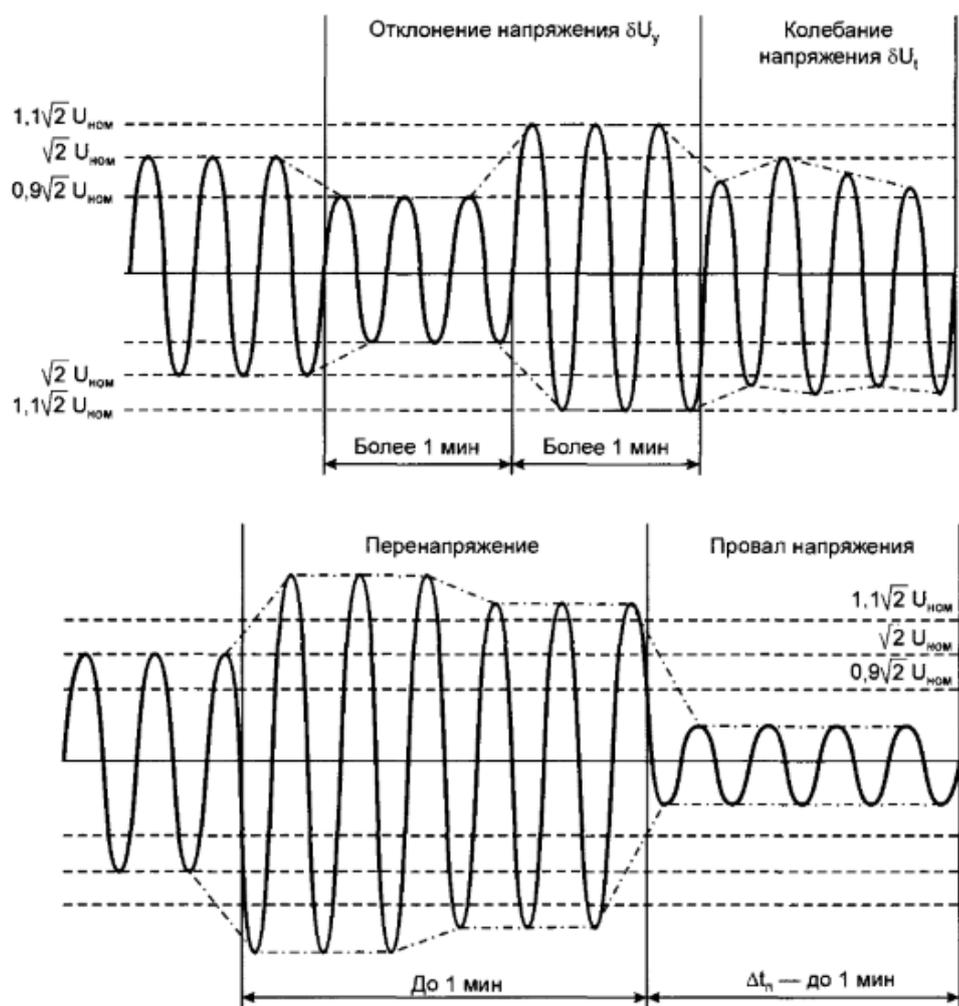


Рис. 2.3. Отклонение, колебание, перенапряжение и провал напряжения

Предельно допустимое значение суммы установившегося отклонения напряжения δU_y и размаха изменений напряжения δU_t в точках присоединения к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ равно $\pm 10\%$ от номинального напряжения.

3. Несинусоидальность напряжения

Несинусоидальность напряжения (рис. 2.4) характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения K_u ;
- коэффициентом n -й гармонической составляющей напряжения $K_{u(n)}$.

Нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения должны быть не более 8% в точках общего присоединения к электрическим сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ и для сетей 6-20 кВ — не более 5%.

Нормально допустимые значения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением $U_{ном}$ приведены в табл. 2.3.

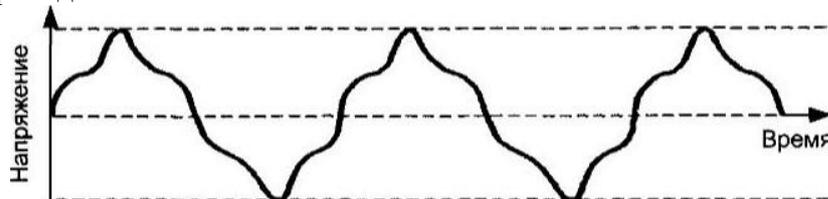


Рис. 2.4. Несинусоидальность напряжения

Таблица 2.3. Нормально допустимые значения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения

Нечетные гармоники, кратные 3, при $U_{ном}$, кВ			Нечетные гармоники, кратные 3**, при $U_{ном}$, кВ			Четные гармоники при $U_{ном}$, кВ		
n^*	0,38	6-20	n^*	038	6-20	n^*	0,38	6-20
	Коэффициент n -й гарм. составляющей, %			Коэффициент n -й гарм. составляющей, %			Коэффициент n -й гарм. составляющей, %	
5	6,0	4,0	3	5,0	3,0	2	2,0	1,5
7	5,0	3,0	9	1,5	1,0	4	1,0	0,7
11	3,5	2,0	15	0,3	0,3	6	0,5	0,3
13	3,0	2,0	21	0,2	0,2	8	0,5	0,3
17	2,0	1,5	>21	0,2	0,2	10	0,5	0,3
19	1,5	1,0				12	0,2	0,2
23	1,5	1,0				>12	0,2	0,2
25	1,5	1,0						
>25	$0,2+1,3 \times 25/n$	$0,2+0,8 \times 25/n$						

* Номер гармонической составляющей напряжения.

** Нормально допустимые значения, приведенные для n , равных 3 и 9, относятся к однофазным электрическим сетям. В трехфазных трехпроводных электрических сетях эти значения принимают вдвое меньшими приведенных в таблице.

В соответствии с тем же стандартом предельно допустимое значение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения вычисляется по формуле

$$K_{U(n)пред} = 1,5K_{U(n)норм},$$

где $K_{U(n)норм}$ - нормально допустимое значение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения, определяемое по табл. 2.3.

4. Несимметрия напряжений

Несимметрия напряжений характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Эти показатели вычисляются на основе метода симметричных. Практические методы расчета K_{2U} и K_{0U} приводятся в ГОСТ 13109-97. Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям в точках общего присоединения к электрическим сетям равны 2,0 и 4,0% соответственно.

5. Отклонение частоты

Отклонение частоты напряжения переменного тока Δf в электрических сетях характеризуется показателем, для которого установлены нормально допустимое и предельно допустимое значения $\pm 0,2$ и $\pm 0,4$ Гц соответственно.

6. Провал напряжения

Провал напряжения (рис. 2.3) характеризуется показателем длительности провала напряжения Δt_n , для которого предельно допустимое значение длительности провала напряжения в электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно равно 30 с.

7. Импульс напряжения

Импульс напряжения (рис. 2.5) характеризуется показателем импульсного напряжения $U_{имп}$.

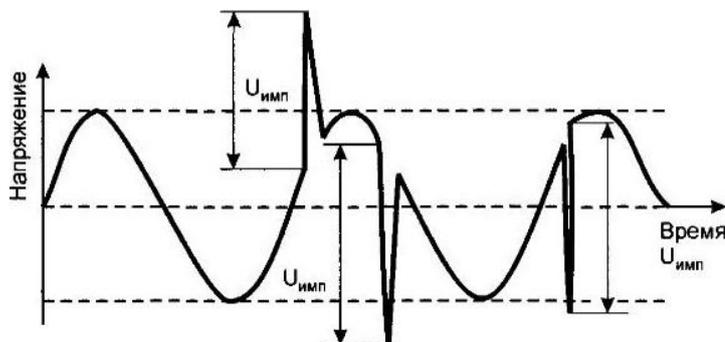


Рис. 2.5. Импульсы напряжения

Значения импульсных напряжений для грозовых импульсов, возникающих в электрических воздушных и кабельных сетях 0,38 кВ энергоснабжающей организации, не превышают 10 и 6 кВ соответственно. Для коммутационных импульсов в сетях 0,38 кВ значение импульса не превышает 4,5 кВ.

8. Временное перенапряжение

Временное перенапряжение (рис. 2.3) характеризуется показателем $K_{перU}$ (отношение максимального значения огибающей амплитудных значений напряжения за время существования перенапряжения к амплитуде номинального напряжения). Значение $K_{перU}$ зависит от времени перенапряжения, но не превышает значения 1,47.

При обрыве нулевого рабочего проводника в трехфазных электрических сетях напряжением до 1 кВ, работающих с глухо заземленной нейтралью (нейтраль трансформатора или генератора присоединена к заземляющему устройству непосредственно), возникают временные перенапряжения между фазой и землей. Уровень таких перенапряжений при значительной несимметрии фазных нагрузок может достигать значений междуфазного напряжения, а

длительность — нескольких часов. Этот вид нарушений КЭ опасен не только в плане повреждений оборудования и нарушения режима его работы, но и представляет собой реальную пожарную опасность вследствие высокой вероятности возгорания электрооборудования и электроприемников.

Электроприемники инфокоммуникационных систем чувствительны к нарушениям ПКЭ. Возможные последствия выражаются в сбоях в работе аппаратно-программных средств и в меньшей степени — в повреждениях оборудования. Наиболее критичными нарушениями ПКЭ являются провалы напряжения. Этот вид нарушений приводит к отключениям и перезагрузке оборудования. Повреждения оборудования могут вызывать перенапряжения и импульсы напряжения. Отклонения, колебания, несинусоидальность напряжения в наименьшей степени оказывают влияние на работоспособность инфокоммуникационных систем. Эти нарушения ПКЭ, включая отклонения частоты, в большей степени влияют на оборудование инженерных систем.

Нарушения ПКЭ вызываются различными факторами, при этом виновником может являться как энергоснабжающая организация, так и потребитель. В табл. 2.4 приведены наиболее вероятные виновники ухудшения КЭ.

Обеспечение качества электроснабжения достигается различными схемными решениями и применением специального оборудования. К числу этих мер относятся:

- выделение переменной нагрузки на отдельный трансформатор;
- осуществление встречного регулирования напряжения;
- применение фильтрокомпенсирующих устройств;
- применение стабилизаторов, сетевых фильтров и источников бесперебойного питания (ИБП);
- организация технологического цикла работы электроприемников, не ухудшающего КЭ.

Для случая организации электроснабжения электроприемников группы А основным средством обеспечения надежности электроснабжения и КЭ будет ИБП

Таблица 2.4. Наиболее вероятные виновники ухудшения КЭ

Свойства электрической энергии	Показатель КЭ	Наиболее вероятные виновники ухудшения КЭ
Отклонение напряжения (рис. 2.3)	Установившееся отклонение напряжения δU_y	Энергоснабжающая организация
Колебания напряжения (рис. 2.3)	Размах изменения напряжения δU_1 Доза фликкера P_1	Потребитель с переменной нагрузкой
Несинусоидальность напряжения (рис. 2.4)	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$	Потребитель с нелинейной нагрузкой
Несимметрия трехфазной системы напряжений	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U}	Потребитель с несимметричной нагрузкой

	Коэффициент несимметрии напряжений по н левой последовательности K_{ou}	
Отклонение частоты	Отклонение частоты Δf	Энергоснабжающая организация
Провал напряжения (рис. 2.3)	Длительность провала напряжения Δt_n	Энергоснабжающая организация
Импульс напряжения (рис. 2.5)	Импульсное напряжение $U_{имп}$	Энергоснабжающая организация
Временное перенапряжение (рис. 2.3)	Коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$	Энергоснабжающая организация

2.3. Особенности электроснабжения средств информатизации и телекоммуникаций

Потребители группы А имеют важную особенность — в отличие от других электроприемников их электроснабжение должно осуществляться без кратковременного перерыва питания на время включения резервного источника. Такое электроснабжение называется бесперебойным, также иногда можно встретить термин «без разрыва синусоиды».

В самой группе А электроприемники не однородны по характеру электропотребления. С точки зрения схемотехники вторичных источников питания (блоков питания) ряд электроприемников группы А имеют существенные особенности. Часть электроприемников оборудована блоками питания, выполненными по схеме без преобразования частоты «трансформатор—выпрямитель—сглаживающий фильтр—стабилизатор» (рис. 2.6, а). Эта схема характерна отсутствием преобразования энергии на первичной стороне трансформатора. Другая часть имеет так называемые импульсные блоки питания, в которых для снижения массогабаритных показателей применяется преобразование частоты на стороне первичного напряжения трансформатора (рис. 2.6, б), что определяет характер потребляемого нагрузкой тока. В настоящее время эти блоки питания применяют очень широко.

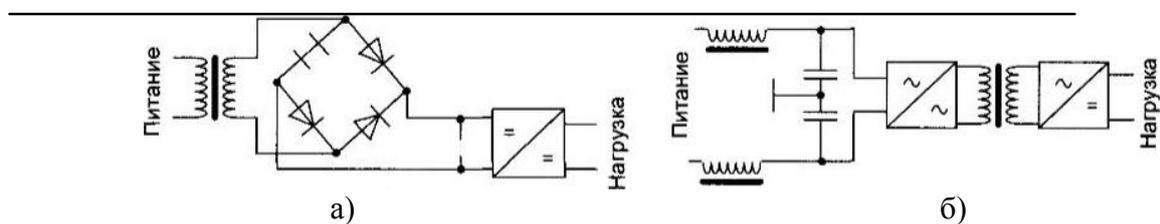


рис. 2.6. Схемы блоков питания:

а) без преобразования частоты; б) импульсный

Основную часть электроприемников группы А составляют средства информатизации и телекоммуникаций, оборудованные именно импульсными блоками питания. На рис. 2.7 показана диаграмма тока и мощности типичного импульсного блока питания.

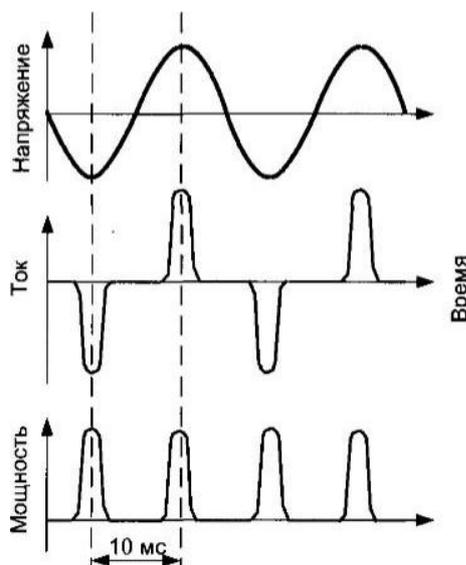


рис. 2.7. Диаграмма электропотребления импульсного блока питания

Из диаграммы видно, что энергия потребляется импульсами через каждые 10 мс, или 100 раз в секунду (2 раза за период промышленной частоты переменного тока 50 Гц). Существуют промежутки времени между импульсами, когда электроэнергия не потребляется из сети, а электронное устройство (компьютер, маршрутизатор и т.п.) получает энергию от конденсаторов в составе блока питания. За счет этой запасенной энергии блок питания может обеспечивать работоспособность оборудования или аппаратуры даже во время кратковременного прерывания электроснабжения на время до 50 мс. Отсюда следует, что требование к обеспечению электроснабжения «без разрыва синусоиды» носит в определенной степени условный характер и относится к времени переключения на резервное питание, которое не должно быть более 50 мс. Однако существуют технические средства компьютерных и телекоммуникационных сетей, которые оборудованы блоками питания без преобразования частоты, в том числе маломощными, на несколько ватт, например сетевыми адаптерами, конверторами протоколов и т.п., которые потребляют энергию не импульсами (рис. 2.8).

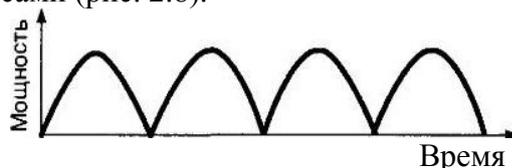


Рис. 2.8. Диаграмма потребления мощности блоками питания без преобразования частоты

Для таких устройств требование к питанию «без разрыва синусоиды» более актуально, так как конденсатор, находящийся в составе блока питания, несет функцию сглаживающего фильтра, а не накопителя энергии, как у импульсных блоков. Поскольку работоспособность информационных и телекоммуникационных систем определяется по совокупности работоспособности всех устройств, то требование к питанию «без разрыва синусоиды» становится актуальным при организации электроснабжения всего комплекса технических средств информационных и телекоммуникационных систем с различными блоками питания. Возможность переключения на резервное питание с небольшой бестоковой паузой до 50 мс для устройств с импульсными блоками питания можно использовать при организации резервирования питания соответствующих электроприемников (например, рабочих станций) простыми и дешёвыми ИБП типа off-line.

Электроприемники групп В и С представляют собой двигатели, преобразователи, осветительную и термическую нагрузки, относящиеся к технологическим и инженерным системам здания. Состав и тип электроприемников различных групп представлен в табл. 2.5, в качестве характеристик электроприемников использованы преобладающие типы нагрузок. Из

табл. 2,5 видно, что состав группы А представляют преимущественно преобразователи — импульсные и обычные блоки питания; группа В — в основном двигатели; группа С представлена всеми типами нагрузок. В дальнейшем при рассмотрении систем электроснабжения для групп А, В и С будем руководствоваться требованиями и характеристиками из табл. 2.1, 2.2 и 2.5.

Таблица 2.5. Характеристики электроприемников

Группа потребителей	Состав потребителей	Характеристика электроприемников
А	Информационно-вычислительные системы	Импульсные блоки
	Телекоммуникационные системы	Обычные и импульсные блоки питания, источники постоянного тока
	Система голосового оповещения и АТС	Обычные и импульсные блоки питания, источники постоянного тока
	Системы охранной и пожарной сигнализации	Обычные и импульсные блоки питания, источники постоянного тока
	Система контроля и управления доступом	Обычные и импульсные блоки питания. двигатели
	Система видеонаблюдения	Импульсные блоки питания
	Освещение безопасности, освещение эвакуационное	Осветительная нагрузка
	Система диспетчерского управления	Импульсные блоки питания
В	Пожарные насосы	Двигатели
	Системы подпора воздуха и дымоудаления	Двигатели
	Пожарные лифты	Двигатели
	Система кондиционирования технологических помещений	Двигатели
	Холодильные камеры столовой	Двигатели
	Сигнальные огни	Осветительная нагрузка
с	Прочие технологические и инженерные системы, не вошедшие в группы А и В	Двигатели, осветительная и термическая нагрузки

Тема 2.4. Состав и основные функции системы электроснабжения

По определению ПУЭ, системой электроснабжения (СЭ) называется совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией. Электроснабжение групп А, В и С осуществляется для каждой группы от специально предназначенной для этого электроустановки. Рассматривая в дальнейшем качественный состав той или иной системы, будем в первую очередь обращать внимание на электрооборудование. Вспомогательное оборудование и системы будут рассматриваться отдельно в ограниченном объеме.

Электроприемники группы А получают питание от системы бесперебойного электроснабжения (питания) — СБЭ (СБП). СБЭ как термин более полно отражает стоящее за ним понятие, но термин «СБП» также имеет право на существование, поскольку его этимология связана с источниками (агрегатами) бесперебойного питания. В дальнейшем будем применять термин «СБЭ».

Системой бесперебойного электроснабжения называется электроустановка, осуществляющая электроснабжение нагрузки в случаях отключения основных источников внешнего электроснабжения за счет энергии, накопленной в аккумуляторах источников бесперебойного питания на время до восстановления внешнего электроснабжения или включения резервных (аварийных) источников системы гарантированного электроснабжения. Она обеспечивает КЭ у электроприемников в нормальном режиме и обладает следующими функциональными возможностями:

- обеспечивает электроснабжение «без разрыва синусоиды»;
- имеет время автономной работы, необходимое для корректного завершения процессов в информационных и телекоммуникационных системах без потери информации и повреждения оборудования;
- осуществляет электроснабжение с требуемыми показателями качества электроэнергии;
- обеспечивает электромагнитную совместимость оборудования.

СБЭ состоит из следующих компонентов:

- источников бесперебойного питания;
- главных распределительных щитов СБЭ;
- распределительных щитов (пунктов);
- распределительных сетей;
- групповых сетей.

Электроприемники группы В выделены в составе системы электроснабжения таким образом, что имеют возможность получать питание от автономного источника — дизель-электрической станции (ДЭС) — при отсутствии питания от основных источников электроснабжения. В отличие от ИБП, в нормальном режиме ДЭС отключена, и потребители группы В получают питание наравне с потребителями группы С непосредственно от основных источников. ДЭС выполняется на основе дизель-генераторных установок (ДГУ). В общем случае в состав ДЭС может входить несколько ДГУ разной мощности.

Система гарантированного электроснабжения (СГЭ) — электроустановка, осуществляющая электроснабжение потребителей от резервной ДЭС в случае отключения основных источников питания.

СГЭ состоит из следующих компонентов:

- дизель-генераторных установок;
- распределительных щитов;
- устройств автоматического включения резерва (АВР).

По определению, система общего электроснабжения (СОЭ) является системой электроснабжающей организации и предназначена для обеспечения электроэнергией различных потребителей. Здесь под термином «система общего электроснабжения» понимается система потребителя, предназначенная для электроснабжения электроприемников групп В, С и системы бесперебойного электроснабжения. Часть системы электроснабжения здания от границы балансовой принадлежности до АВР СГЭ и вводных щитов СБЭ будет относиться к СОЭ.

СОЭ состоит из следующих компонентов:

- питающих линий;
- трансформаторной подстанции (ТП) и (или) вводно-распределительного устройства (ВРУ).
- главного распределительного щита (ГРЩ);
- распределительной сети;
- распределительных щитов;
- групповых щитов;
- групповой сети.

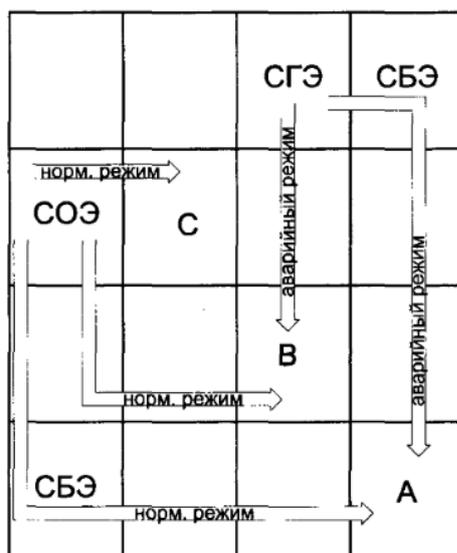


Рис. 2.9. Питание электроприемников в нормальном и аварийном режимах

На рис. 2.9 условно представлено питание электроприемников СОЭ, СГЭ и СБЭ в нормальном и аварийном режимах. В нормальном режиме СОЭ осуществляет электроснабжение всех электроприемников от внешних источников питания. В аварийном режиме возможны два случая:

1. При наличии двух независимых взаимно резервирующих источников электроснабжения питание будет осуществляться от оставшегося в работе источника. При серьезной аварии в системе внешнего электроснабжения и потере питания от обоих источников потребители группы С обесточиваются, потребители групп А и В получают питание от СГЭ.

2, При наличии только одного источника внешнего электроснабжения любая авария, вызывающая отключение внешнего электроснабжения, приводит к обесточиванию потребителей группы С и переводу питания групп А и В на СГЭ. Непосредственно электроснабжение электроприемников информационных и телекоммуникационных систем осуществляет питающая их система — СБЭ. Однако емкость аккумуляторов ИБП не безгранична, и для увеличения времени автономного электроснабжения применяются ДГУ в составе СГЭ. Основным источником электроснабжения является СОЭ.

Раздел 3. Система бесперебойного электроснабжения

Тема 3.1. Классификация источников бесперебойного питания по мощности

Источник бесперебойного питания (Uninterruptible Power Supplie, UPS) — статическое устройство, предназначенное, во-первых, для резервирования (защиты) электроснабжения электроприемников за счет энергии, накопленной в аккумуляторной батарее и, во-вторых, для обеспечения КЭ у защищаемых электроприемников. Известны также ИБП, выполненные на основе вращающихся машин с накопителями энергии на основе маховиков и статических ИБП, с накопителями на основе аномальных конденсаторов большой емкости, исчисляемой фарадами. В литературе также применяется термин «агрегат бесперебойного питания» (АБП), но в настоящее время наиболее употребителен термин «ИБП».

Существующая классификация ИБП производится по двум основным показателям — мощности и типу ИБП. Классификация ИБП по мощности носит отчасти условный характер и связана с исполнением (конструкцией) ИБП.

К маломощным ИБП принято относить устройства, предназначенные для непосредственного подключения к защищаемому оборудованию и питающиеся от электрической сети через штепсельные розетки. Можно встретить даже название «розеточные ИБП». Данные устройства изготавливаются в настольном, реже - напольном исполнении, а также в исполнении, предназначенном для установки в стойку (rack-mount, RM). Как правило, эти устройства выпускаются в диапазоне мощностей от 250 до 3000 ВА.

К ИБП средней мощности относятся устройства, питающие защищаемое оборудование от встроенного блока розеток либо подключаемые к групповой розеточной выделенной для питания защищаемых электроприемников. К питающей сети эти ИБП подключаются кабелем от распределительного щита через защитно-коммутационный аппарат. Данные устройства изготавливаются в исполнении, пригодном для размещения как в специально приспособленных электромашинных помещениях, так и в технологических помещениях инфокоммуникационного оборудования, допускающих постоянное присутствие персонала. Как правило, эти устройства выпускаются в напольном исполнении или в исполнении RM. Типичный диапазон мощностей таких ИБП от 3 до 30 кВА.

К ИБП большой мощности принято относить устройства, подключаемые к питающей сети кабелем от распределительного щита через защитно-коммутационный аппарат и питающие защищаемое оборудование через выделенную групповую розеточную сеть. Данные ИБП имеют напольное исполнение для размещения в специально приспособленных электромашинных помещениях. типичный диапазон мощностей таких ИБП охватывает значения от до нескольких сотен кВА (известны модели мощностью до 800 кВА). Параллельные системы ИБП и энергетические массивы могут иметь мощности до нескольких тысяч кВА, но это уже характеристики системы, а не единичного ИБП или силового модуля энергетического массива.

Тема 3.2 Типы источников бесперебойного питания и их структура

По принципу устройства ИБП можно отнести к двум типам.

Первый тип — это источники бесперебойного питания с режимом работы off-line (off-line — дословно «вне линии»). Принцип работы этого типа ИБП заключается в питании нагрузки от питающей сети и быстром переключении на внутреннюю резервную схему при отключении питания или отклонении напряжения за допустимый диапазон. Время переключения обычно составляет величину порядка 4-12 мс, что вполне достаточно для большинства электроприемников с импульсными блоками питания.

Второй тип — это источники бесперебойного питания с режимом работы online (on-line — дословно «на линии»). Эти устройства постоянно питают нагрузку и не имеют времени переключения. Наряду с резервированием электроснабжения они предназначены для обеспечения КЭ при его нарушениях в питающей сети и фильтрации помех, приходящих из питающей сети.

Достаточно часто в литературе по источникам бесперебойного питания упоминаются источники бесперебойного питания с режимом работы line-interactive (line-interactive UPS). Принцип их работы в значительной степени схож с принципом работы off-line, за исключением наличия так называемого «бустера» — устройства ступенчатой стабилизации напряжения посредством коммутации обмоток входного трансформатора и использования основной схемы для заряда и подзаряда батареи, что обеспечивает более быстрый выход устройства на рабочий режим при переходе на питание от АБ. При этом время переключения на работу от АБ сокращается до 2-4 мс.

В зависимости от знака и величины отклонения напряжения δU включается соответствующая комбинация «отпаек» (витков) трансформатора (рис. 3.1, а). Данное регулирование напряжения носит ступенчатый характер. Условные обозначения на рисунках и схемах здесь и далее соответствуют приложению. При отклонении напряжения U выше номинального значения бустер переключает отпайку в положение $-\delta U$, снижая тем самым значение напряжения, поступающего в схему ИБП и далее к электроприемнику. При отклонении напряжения ниже номинального значения бустер переключает отпайку в положение $+\delta U$. Такая схема бустера применяется редко, на смену ей пришла схема, аналогичная магнитному усилителю (рис. 3.1, б). В этой схеме имеются две встречно включенные обмотки, соответственно намагничивающие или размагничивающие сердечник бустера. Различие между ИБП off-line и line-interactive фактически стерлось, поскольку появились модели off-line с возможностью регулирования напряжения в нормальном режиме при помощи введенного в схему бустера. Единственно, что различает эти типы ИБП, — это форма выходного напряжения в автономном режиме. У ИБП типа off-line — это прямоугольная форма и аппроксимация синусоиды ступеньками и трапецией, line-interactive имеет синусоидальное выходное напряжение.

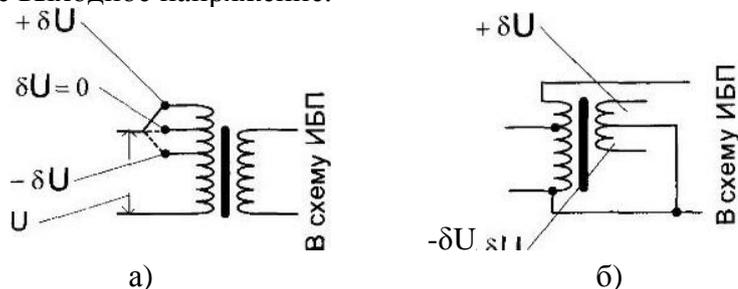


Рис. 3.1. Бустер off-line (а) и line-interactive ИБП (б)

Для питания технических средств с импульсными блоками питания форма выходного напряжения ИБП значения не имеет. На рис. 3.2 представлена структура ИБП типа off-line и line-interactive.

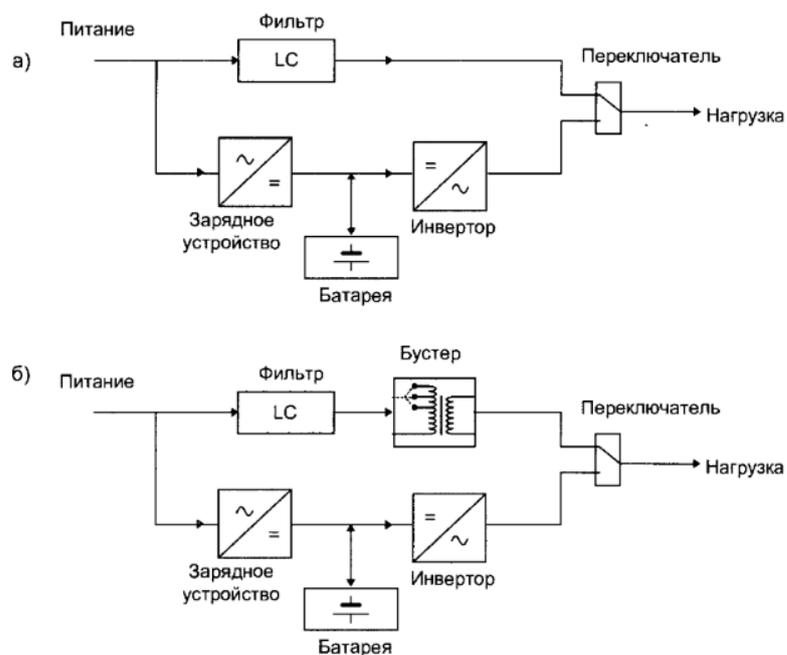


Рис. 3.2. Структура ИБП: а) ИБП типа off-line; б) ИБП типа line-interactive

В нормальном режиме ИБП пропускает питание на нагрузку, осуществляя подавление высокочастотных помех и импульсов напряжения в LC-фильтре и компенсируя отклонения напряжения бустером. Аккумуляторная батарея заряжается (подзаряжается) от зарядного устройства (выпрямителя). При отключении питания запускается инвертор, и переключатель переводит питание нагрузки на инвертор ИБП. Переключение осуществляется автоматически, и АБ будет питать нагрузку до момента восстановления напряжения на входе или до исчерпания её ёмкости. В схеме на рис. 32, б при запуске инвертора отключается вход ИБП от линии питания с целью исключения подачи обратного напряжения со стороны нагрузки в питающую линию.

Инвертор входит в состав всех типов ИБП. Он представляет собой полупроводниковый преобразователь постоянного напряжения АБ в переменное напряжение 220/380 В, поступающее на электроприемники (нагрузку). В современных ИБП типа line-interactive инвертор совмещает в себе функции как собственно инвертора, так и зарядного устройства.

В зависимости от модели ИБП инвертор формирует напряжение различной формы. Существуют упрощенные схемы инверторов, формирующие напряжение прямоугольной формы с бестоковыми паузами (рис. 3.3, а). Более совершенные схемы инверторов позволяют формировать напряжение, близкое к синусоидальной форме — аппроксимированное ступенями (рис. 3.3, б). Оба типа таких инверторов характерны для ИБП малой мощности и пригодны для работы с импульсными блоками питания. Инверторы ИБП типа line-interactive формируют напряжение синусоидальной формы (рис. 3.3, в) с низким содержанием гармоник (как правило, коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения $K_U \leq 3\%$). Такие инверторы пригодны для питания всех типов нагрузок — от импульсных блоков питания до двигателей. Как правило, форма напряжения инвертора и K_U указываются в каталожных данных ИБП.

Типичный диапазон мощностей ИБП типов off-line и line-interactive от 250 ВА до 3-5 кВА.

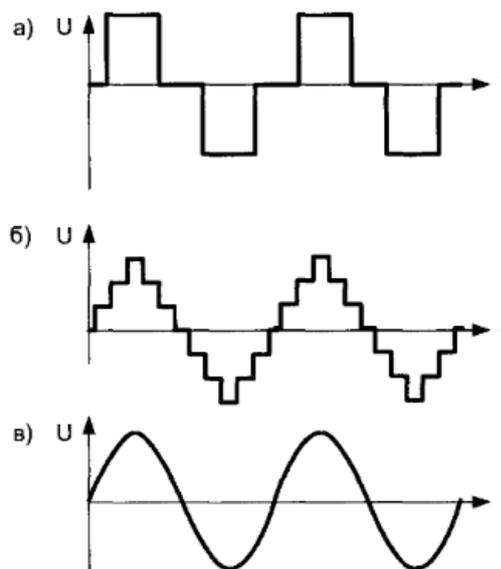


Рис. 3.3. Форма выходного напряжения инверторов:
 а) ступенчатая; б) аппроксимированная синусоида; в) синусоидальная

Источники бесперебойного питания с режимом работы on-line выпускаются нескольких типов (по принципам преобразования энергии). Существуют четыре типа on-line ИБП:

- с одиночным преобразованием;
- с дельта-преобразованием;
- феррорезонансные ИБП;
- с двойным преобразованием.

Принцип одиночного преобразования (single conversion) (рис. 3.4) заключается в следующем. В цепь между питающей сетью и нагрузкой включен дроссель, к выходу которого подключен инвертор. Инвертор в данной схеме является реверсивным и способен преобразовывать постоянное напряжение в переменное и наоборот. Помимо питания нагрузки в автономном режиме вторым назначением инвертора является регулирование напряжения на стороне нагрузки при отклонениях в питающей сети. У ИБП данного типа КПД весьма высок и может достигать 96%. Однако имеются некоторые недостатки, например низкое значение входного коэффициента мощности ($\cos\varphi \sim 0,6$), при этом он меняется при изменении как напряжения ссти, так и характера нагрузки. Кроме того, при малых нагрузках данные с номинальным током установки. Среди современных ИБП последних моделей подобный тип не встречается, поскольку на смену ему пришла технология дельта-преобразования, являющаяся развитием технологии одиночного преобразования.

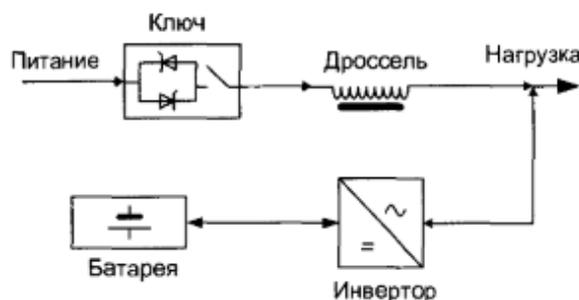


Рис.3.4. ИБП одиночного преобразования (single conversion UPS)

Принцип Дельта-преобразования (delta conversion) основан на применении в схеме ИБП так называемого дельта-трансформатора (рис. 3.5). Дельта-трансформатор представляет собой дроссель с обмоткой подмагничивания, которая позволяет управлять током в основной обмотке (аналогично принципу магнитного усилителя). В ИБП применяются два постоянно работающих инвертора. Один служит для управления дельта-трансформатором и, соответственно, регулировки входного тока и компенсации некоторых помех. Его мощность составляет 20% от мощности второго инвертора, работающего на нагрузку. Второй инвертор, мощность которого определяет мощность ИБП, формирует выходную синусоиду, обеспечивая коррекцию отклонений формы входного напряжения, а также питает нагрузки от батарей при работе ИБП в автономном режиме. Благодаря такой схеме обеспечивается возможность плавной загрузки входной сети при переходе из автономного режима работы от батарей к работе от сети (режим on-line), а также высокая перегрузочная способность — до 200% в течение 1 мин.

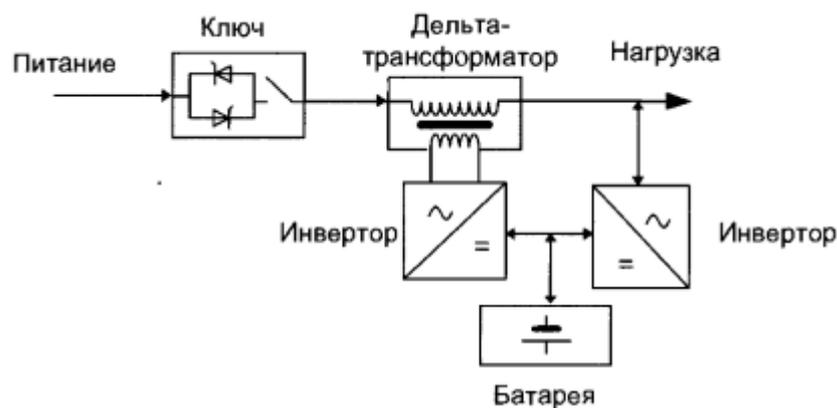


Рис.3.5. ИБП дельта-преобразования (delta conversion UPS)

При загрузке ИБП данного типа на 100% номинальной мощности коэффициент полезного действия составляет 96,5%. Однако высокие показатели данный тип ИБП обеспечивает при следующих условиях: отсутствии отклонений и искажений напряжения в питающей сети, нагрузке ИБП, близкой к номинальной и являющейся линейной. В реальных условиях показатели данного типа ИБП (КПД = 90,8-93,5%) приближаются к показателям ИБП с двойным преобразованием, рассмотренного ниже. Реальное достижение высоких заявленных значений КПД ИБП с дельта-преобразованием возможно при широком внедрении импульсных блоков питания с коррекцией коэффициента мощности. Это означает, что нагрузка приобретает преимущественно активный характер и создаются условия для проявления высоких энергетических характеристик ИБП. В последнее время коэффициент мощности новых блоков питания достиг значения. Другим достоинством ИБП с дельта-преобразованием является высокий коэффициент мощности самого устройства, близкий к 1. Это облегчает совместную работу ИБП и ДГУ. На основе ИБП с дельта-преобразованием строятся мощные централизованные СБЭ с избыточным резервированием. Естественно, возможны также схемы с единичными ИБП. Возможно параллельное объединение до 8 ИБП для работы на общую нагрузку в одной СБЭ. Данный тип ИБП является основной альтернативой типу ИБП с двойным преобразованием.

Феррорезонансные ИБП названы так по применяемому в них феррорезонансному трансформатору. В основу принципа его работы положен эффект феррорезонанса, применяемый в широко распространенных стабилизаторах напряжения. При нормальной работе трансформатор выполняет функции стабилизатора напряжения и селевого фильтра. В случае потери питания феррорезонансный трансформатор обеспечивает нагрузку питанием за счет энергии, накопленной в его магнитной системе. Интервала времени длительностью 8-16 мс достаточно для запуска инвертора, который уже за счет энергии аккумуляторной

батареи продолжает поддерживать нагрузку. Коэффициент полезного действия ИБП данного типа соответствует КПД систем двойного преобразования (не превышает 93%). Данный тип источников бесперебойного питания широкого распространения не получил, хотя обеспечивает очень высокий уровень защиты от высоковольтных выбросов и высокий уровень защиты от электромагнитных шумов. Предел мощности ИБП данного типа не превышает 8 кВА.

Наиболее широко распространен тип ИБП двойного преобразования (double conversion UPS), представленный на рис. 3.6.

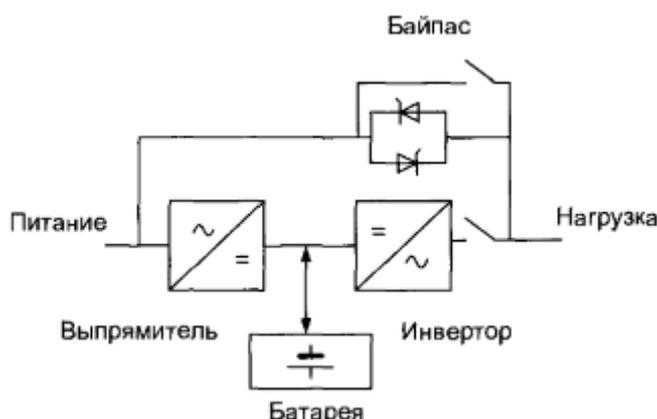


Рис. 3.6. ИБП двойного преобразования (double conversion UPS)

Зачастую в качестве синонима двойного преобразования употребляют on-line. Это не вполне верно, так как к группе ИБП типа on-line относятся и другие схемы ИБП. В ИБП этого типа вся потребляемая энергия поступает на выпрямитель и преобразуется в энергию постоянного тока, а затем инвертором — в энергию переменного тока. Выпрямитель — это полупроводниковый преобразователь. В трехфазных ИБП средней и большой мощности — это регулируемый преобразователь, выполненный по мостовой 6-импульсной схеме (схеме Ларионова), на основе полупроводниковых вентилей — тиристоров (рис. 3.7, а). Для улучшения энергетических характеристик выпрямителя (снижения искажений, вносимых в сеть при работе преобразователя) применяют двухмостовые выпрямители, выполненные по 12-импульсной схеме (рис. 3.7, б). Выпрямители в такой схеме включены последовательно, они подключаются к питающей сети через трехобмоточный трансформатор. В современных ИБП выпрямитель непосредственно не работает на подзаряд АБ. Для зарядки АБ в схему ИБП введено специальное зарядное устройство — преобразователь постоянного тока, оптимизирующее заряд АБ, управляя напряжением на АБ и зарядным током.

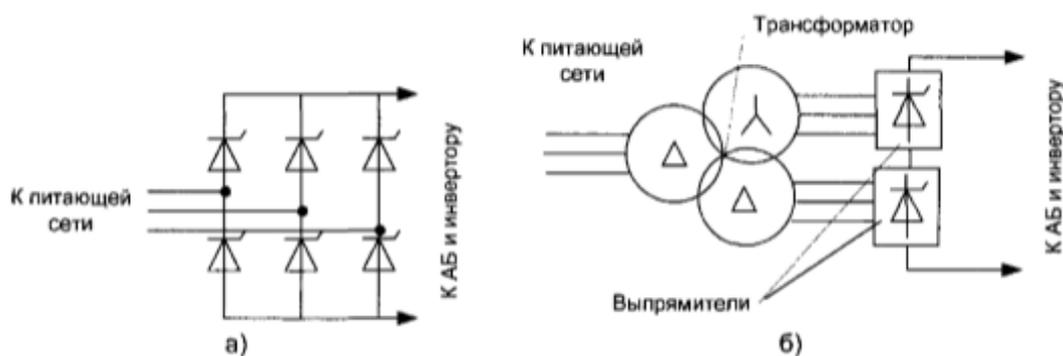


Рис. 3.7. Мостовая схема выпрямителя: а) 6-импульсная; б) 12-импульсная

Обязательным элементом схемы ИБП большой и средней мощности является байпас (bypass) - устройство обходного пути (рис. 3.8, см. также рис.3.6). Это устройство предназначено для непосредственной связи входа и выхода ИБП, минуя схему резервирования питания.

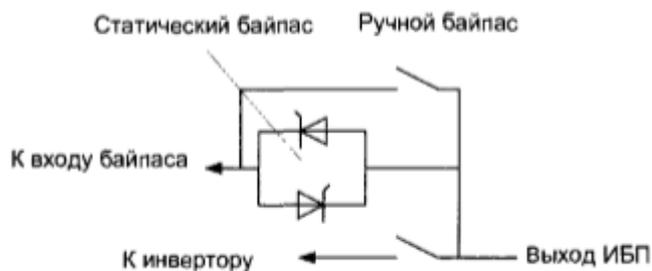


Рис. 3.8. Устройство обходного пути (байпас)

Байпас позволяет осуществлять следующие функции:

- включение/отключение ИБП при проведении ремонтов и регулировок без отключения питания электроприемников;
- перевод нагрузки с инвертора на байпас при возникновении перегрузок и коротких замыканий на выходе источника бесперебойного питания;
- перевод нагрузки с инвертора на байпас при удовлетворительном КЭ в питающей сети с целью снижения потерь электроэнергии в ИБП (economy mode - экономичный режим работы).

Ручной (механический) байпас представляет собой механический выключатель нагрузки, шунтирующий статический байпас. Он предназначен для вывода ИБП из работы со снятием напряжения с элементов ИБП. При включенном ручном байпасе питание нагрузки осуществляется через цепь «вход байпаса—ручной байпас—выход ИБП» (рис. 3.8). Остальные элементы схемы ИБП: выпрямитель, инвертор, АБ, статический байпас — на время включения ручного байпаса могут быть обесточены (отключены от питания и нагрузки) с целью ремонта, регулировок, осмотров и т.д. Об отключении АБ можно говорить с некоторой натяжкой, ибо, будучи в заряженном состоянии, АБ является мощным источником постоянного напряжения, представляющим опасность для обслуживающего персонала. По классификации «Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» работы с АБ следует относить к виду работ с частичным снятием напряжения. При необходимости замены аккумуляторов АБ ИБП переводят на ручной байпас, специальным инструментом разъединяют АБ на отдельные аккумуляторы, после чего опасность поражения электрическим током устраняется.

При работе на байпасе, как статическом, так и ручном, ИБП не имеет возможности обеспечивать бесперебойное питание потребителей. Такие режимы должны сопровождаться административно-техническими мероприятиями для исключения нежелательных последствий для потребителей при отключении питания при работе на байпасе.

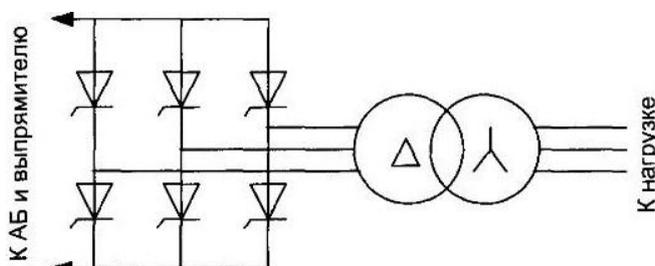


Рис. 3.9. Мостовая схема инвертора

Инвертор, управляемый микропроцессором, вырабатывает синусоидальное напряжение, поступающее на нагрузку. В мощных трехфазных ИБП инвертор также выполнен по трехфазной мостовой схеме (рис. 3.9). Для построения синусоиды в инверторе реализован принцип широтно-импульсной модуляции (ШИМ).

Принцип его действия состоит в подаче импульсов переменной скважности через тиристоры на трансформатор, выполняющий одновременно роль фильтра, или непосредственно на LC-фильтр на выходе инвертора (на схеме рис. 3.9 не показан). В результате формируется синусоидальное напряжение (рис. 3.10) с низким коэффициентом гармонических искажений: $K_v \approx 3\%$.

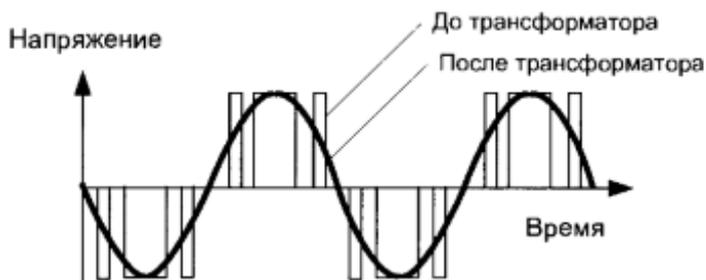


Рис. 3.10. Принцип широтно-импульсной модуляции

В современных ИБП двойного преобразования применяют схему зеркального преобразования. На рис. 3.11 изображены выпрямитель и инвертор ИБП, выполненные по схеме зеркального преобразования. В основу схемы положено применение мощных IGBT-транзисторов (Insulated Gate Bipolar Transistor — полевой биполярный транзистор с изолированным затвором). Смысл термина «зеркальное преобразование» состоит в том, что процессы выпрямления и инвертирования электроэнергии реализованы на одинаково выполненных преобразователях. Преимущества применения зеркального преобразования заключаются в обеспечении:

- отсутствия нелинейных искажений входного тока без дополнительных фильтров;
- коэффициента мощности ИБП, близкого к единице;
- реализации принципа ШИМ без выходного трансформатора и фильтра.

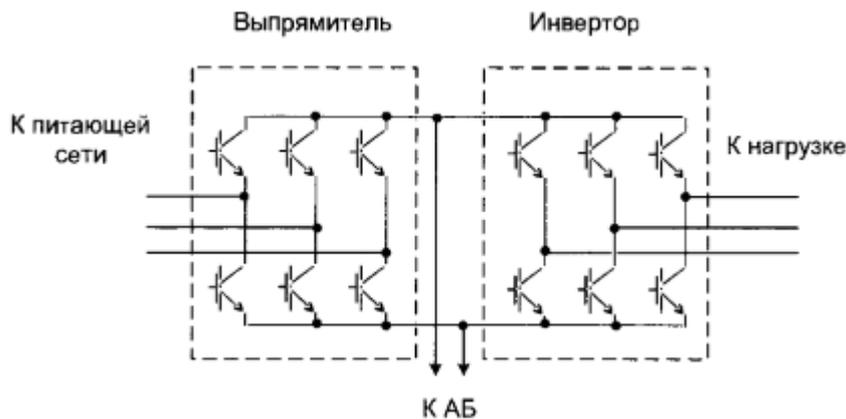


Рис. 3.11. Зеркальное преобразование

Это позволяет оптимизировать совместную работу ИБП с ДГУ, снизить массогабаритные показатели. Недостатком зеркального преобразования является более низкий КПД (на 1-1,5%), чем у ИБП двойного преобразования с тиристорными преобразователями. Это ограничивает область применения ИБП с зеркальным преобразованием мощностью до 30-40 кВА. В мощных трехфазных ИБП двойного преобразования часто применяют комбинированные схемы преобразователей - тиристорный выпрямитель и инвертор на IGBT-транзисторах.

Технология двойного преобразования отработана и успешно используется свыше двадцати лет, однако ей присущи принципиальные недостатки:

- ИБП является причиной гармонических искажений тока в электрической сети (до 30%) и, таким образом,
- потенциально причиной нарушения работы другого оборудования, соединенного с электрической сетью; он имеет низкое значение входного коэффициента мощности ($\cos\phi$);
- ИБП имеет значительные потери, так как принципом получения выходного переменного тока является первичное преобразование в энергию постоянного тока, а затем снова преобразование в энергию переменного тока; в процессе такого двойного преобразования обычно теряется до 10% энергии.

Первый недостаток устраняется за счет применения дополнительных устройств (входных фильтров, 12-импульсных выпрямителей, оптимизаторов-бустеров), а второй принципиально не устраним (у лучших образцов ИБП большой мощности КПД не превышает 93%). Современные ИБП двойного преобразования оборудуются так называемыми кондиционерами гармоник и устройствами коррекции коэффициента мощности (сomp), Эти устройства входят либо в базовый комплект ИБП, либо применяются опционально и позволяют снять проблему с внесением гармонических искажений (составляют не более 3%) и повысить коэффициент мощности до 0,98.

Поскольку в дальнейшем при рассмотрении систем бесперебойного электроснабжения мы будем ориентироваться в основном на ИБП двойного преобразования, то имеет смысл более подробно рассмотреть варианты исполнения схем ИБП данного типа. Существуют схемы ИБП 1:1, 3:1 и 3:3. Это означает:

- 1:1 - однофазный вход, однофазный выход;
- 3:1 - трехфазный вход, однофазный выход;
- 3:3 - трехфазный вход, трехфазный выход.

Схемы 1:1 и 3:1 целесообразно применять для мощностей нагрузки до 30 кВА, при этом симметрирование не требуется, и мощность инвертора используется рационально. Следует иметь в виду, что байпас в таких схемах является однофазным и при переходе ИБП с инвертора на байпас для входной сети ИБП становится несимметричным устройством, подобно ИБП 1:1. Проектом должен быть предусмотрен режим работы на байпасе, т.е. электрическая схема не должна подвергаться перегрузкам, и КЭ не должно выходить за установленные пределы при переходе ИБП на байпас. На рис. 3. 12 приведена схема ИБП 3:1. Особенностью данной схемы является наличие на входе конвертора 3:1. При его отсутствии ИБП имеет схему 1:1. Наличие конвертора не только превращает ИБП 1:1 в 3:1, но и позволяет осуществлять работу на байпасе в симметричном режиме.

На рис. 3.13 приведена схема ИБП по схеме 3:3. В отличие от схемы на рис. 3. 12 здесь имеется зарядное устройство для оптимизации режима заряда аккумуляторной батареи и преобразователь постоянного тока — бустер (booster DC/DC), позволяющий облегчить работу выпрямителя за счет снижения глубины регулирования. Таким образом обеспечивается меньший уровень гармонических искажений входного тока. В некоторых случаях такую схему называют схемой с тройным преобразованием.

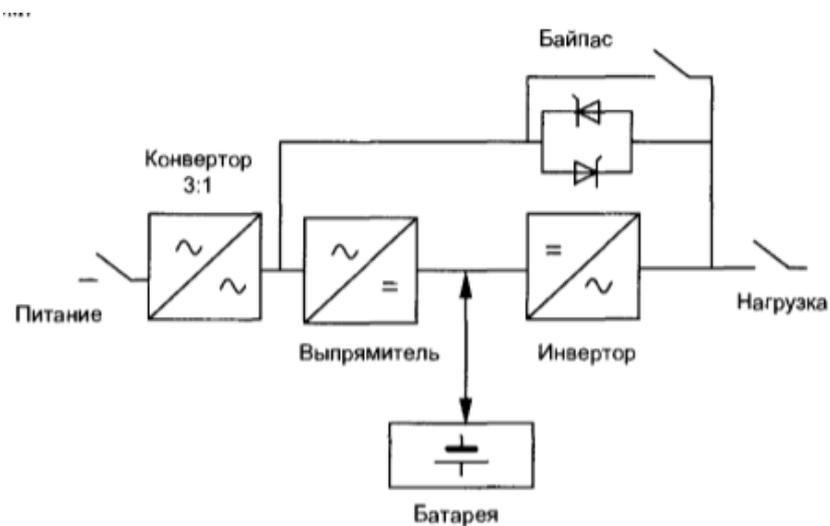


Рис. 3.12. ИБП по схеме 3:1

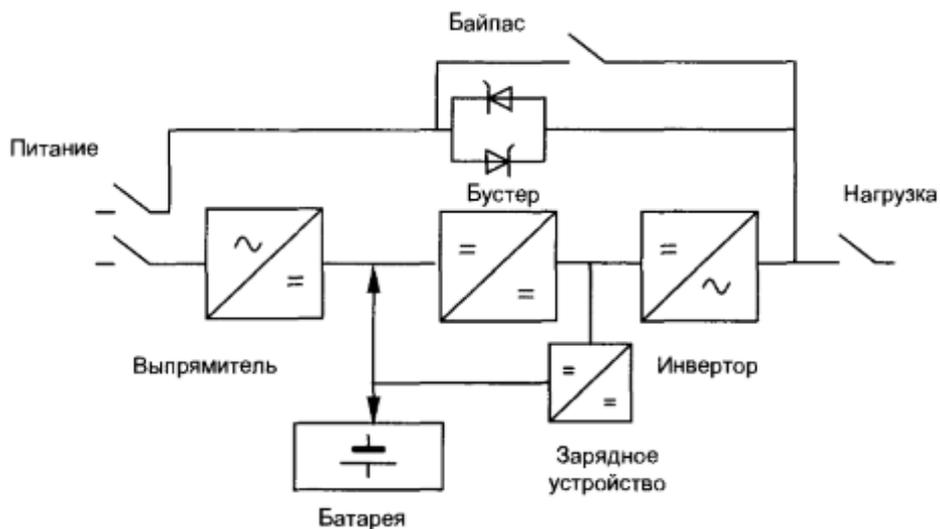


Рис. 3.13. ИБП по схеме 3:3

Принципиально нет предпосылок выделять такие схемы в отдельный тип ИБП, так как остается общим главный принцип — выпрямление тока с его последующим инвертированием. Разумеется, в звене постоянного тока могут присутствовать сглаживающие ёмкости, а в некоторых случаях — дроссель (на схемах не показаны). Источник работает по схеме 3:3 в любом режиме — при работе через инвертор (режим on-line) и при работе на байпасе. По отношению к питающей сети работа в режиме on-line является симметричной, тогда как работа на байпасе зависит от баланса нагрузок по фазам. Впрочем, сбалансированность нагрузок по фазам в первую очередь важна для рационального использования установленной мощности самого источника, а по отношению к питающей сети небаланс по фазам при работе на байпасе может проявить себя только при работе с ДГУ. Но в этом случае решающим будет не симметрия нагрузки, а её нелинейность.

В настоящее время для повышения эффективности (КПД) применяется комбинированная схема, суть функционирования которой заключается в следующем. Выделяется диапазон входного напряжения, как правило $\pm 6-10\%$, в котором ИБП работает в так называемом экономичном режиме (переходит на статический байпас), а при выходе входного напряжения из этого диапазона ИБП в течение 2-4 мс переходит в режим on-line. Созвучно с рекламным слоганом эту технологию можно характеризовать как «два в одном».

При использовании ИБП в электросетях, имеющих показатели качества электроэнергии не ниже ГОСТ 13109-97, эта технология дает существенное снижение потерь электроэнергии за счет высокого коэффициента полезного действия в экономичном режиме. Все потери электроэнергии в этом режиме сводятся к потерям в проводниках и тиристорах статического байпаса. КПД при этом приближается к 98%.

Однако и у этой схемы имеются некоторые недостатки:

- при применении таких ИБП в качестве централизованных в двухуровневой схеме СБЭ диапазон напряжения, в котором осуществляется работа в экономичном режиме, должен быть меньше диапазона напряжения ИБП второго уровня до перехода на питание от батарей, чтобы не вызвать перехода ИБП второго уровня в автономный режим;
- при работе в экономичном режиме ИБП не защищает входную сеть от гармонических искажений тока, вызываемых нагрузкой с импульсными блоками питания. Как следствие, необходимо увеличение сечения нейтрального проводника на входе ИБП и значительное увеличение мощности ДГУ (по данным фирмы APC [3], мощность ДГУ должна превышать расчетную мощность ИБП в 6...9 раз). При работе ИБП с ДГУ соизмеримой мощности следует средствами конфигурирования ИБП исключать экономичный режим работы.

Тема 3.3 Конструктивное исполнение ИБП

Конструктивное исполнение ИБП определяется их назначением, номинальной мощностью и временем автономной работы. ИБП большой и средней мощности любых типов состоят из системного блока и аккумуляторной батареи (рис. 3.14, а). Системный блок ИБП представляет собой шкаф (cabinet), в который устанавливаются выпрямитель, инвертор и система управления, включая пульт. Системный блок поступает на объект в сборе и монтажа не требует. У ИБП, выполненных по типу двойного преобразования, количество шкафов системного блока зависит от комплектации выпрямителя. Комплектация выпрямителя зависит от выбранных мер по ограничению гармонических искажений (см. разд. 4.5). Могут устанавливаться дополнительные шкафы с 12-импульсным выпрямителем, фильтром подавления гармоник, изолирующим трансформатором. ИБП, выполненные по типу одиночного и дельта-преобразования, дополнительно могут иметь только шкафы с изолирующими трансформаторами.

АБ имеет большую массу (до нескольких тонн) и поставляется в разобранном виде: аккумуляторы и шкаф аккумуляторных батарей (рис. 3. 14, б). Шкафы аккумуляторных батарей бывают нескольких типоразмеров, в зависимости от емкости применяемых аккумуляторов и требуемого времени автономной работы. В шкаф устанавливаются аккумуляторы и защитно-коммутационный аппарат звена постоянного тока — блок рубильник-предохранитель или автоматический выключатель. Монтаж АБ на объекте заключается в сборке аккумуляторов в батарею и подключении АБ кабелем к системному блоку.

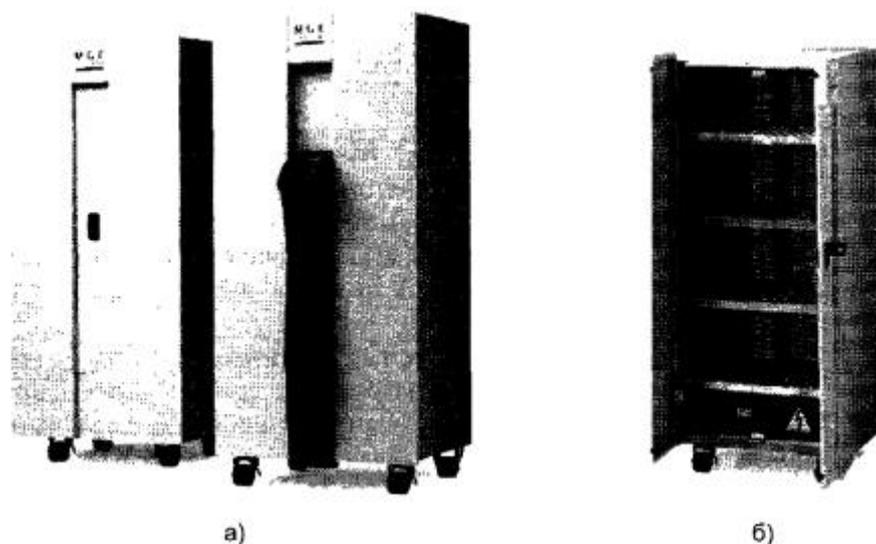


Рис. 3.14. Внешний вид ИБП большой и средней мощности:
 а) системный блок ИБП и АБ; б) шкаф АБ (аккумуляторы не установлены)
 (источник: MGE UPS Systems)

ИБП средней мощности могут размещаться в одном шкафу вместе с АБ (рис. 3. 15). Такая компоновка применяется как базовая комплектация. При необходимости увеличения емкости АБ устанавливается дополнительный шкаф АБ.

Охлаждение ИБП средней и большой мощности является принудительным и выполняется встроенными воздушными вентиляторами. Существуют модели ИБП с водяным охлаждением. Снятые теплоизбытки отводятся из помещения ИБП системами приточно-вытяжной вентиляции или мощными кондиционерами-охладителями (в комплект ИБП не входят).

ИБП малой мощности выполняются в едином конструктиве, содержащем собственно ИБП и аккумуляторную батарею. Внешний вид ИБП данного типа представлен на рис. 3. 16. В случае необходимости применения дополнительных аккумуляторных батарей их помещают в аналогичный корпус. Конструкция ряда моделей ИБП малой мощности позволяет производить замену аккумуляторной батареи без отключения нагрузки («горячая» замена — hot swap).

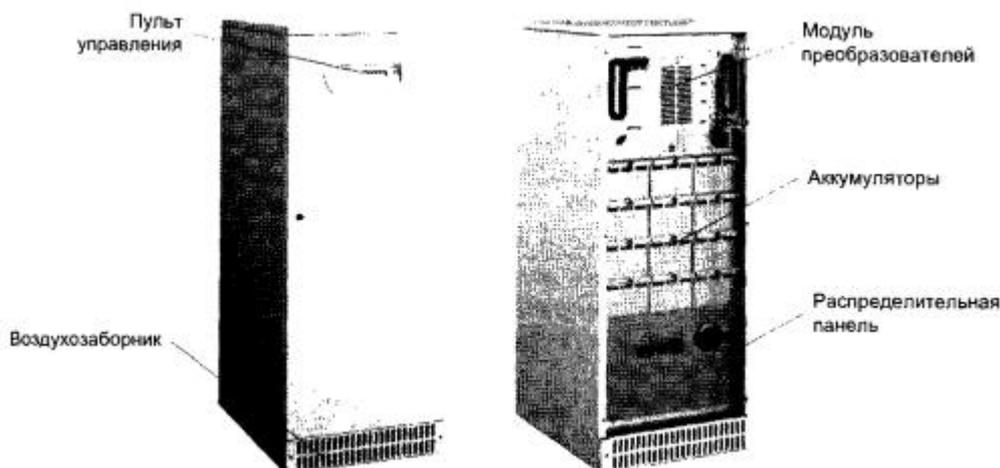


Рис. 3.15. ИБП средней мощности с совмещенной АБ
 (источник: Newava (JPS Systams))

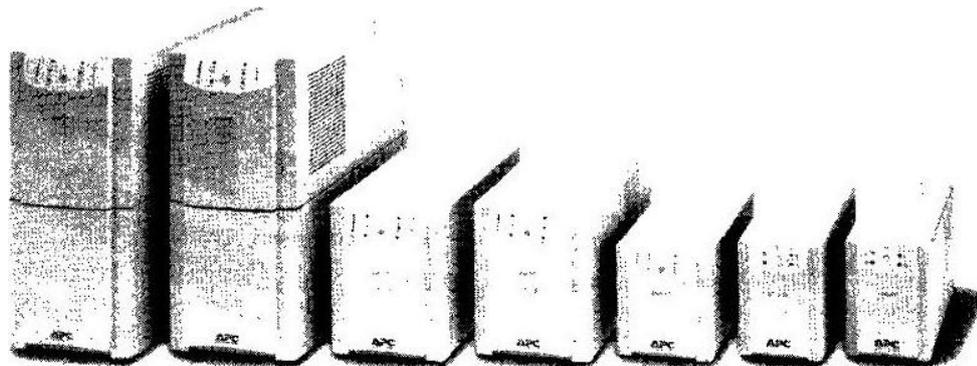


Рис. 3.16. Внешний вид ИБП (источник: APC)

ИБП малой мощности выполняются также в специальных корпусах, встраиваемых в стандартные шкафы (типоразмер — 19") для активного сетевого оборудования и серверов (Rack-Mount UPS, RM UPS). Такой тип ИБП представлен на рис. 3.17.

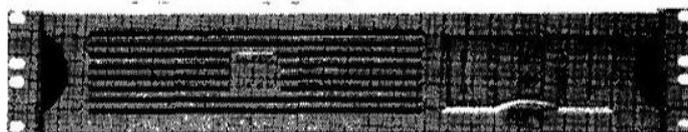


Рис. 3.17. Встраиваемый ИБП исполнения RM (источник: APC)

Тема 3. 4. Энергетические массивы

Среди рассмотренных типов ИБП следует выделить так называемые энергетические массивы (power agau). Это сравнительно новый тип устройств, представленный на рынке начиная с середины 90-х годов. Выполненные по типу двойного преобразования и принципу избыточности N+1 («горячий резерв»), эти ИБП представляют собой параллельную систему модулей ИБП в одном корпусе (рис. 3.18), имеющую способность продолжать работу при выходе из строя силового модуля (модуля преобразователей), модуля батарей или модуля управления.

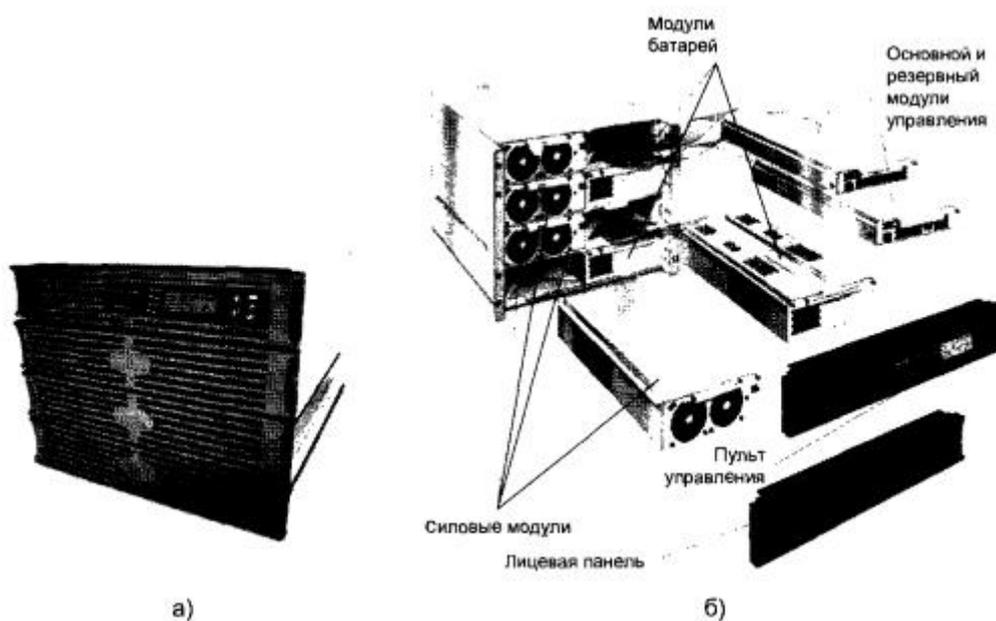


Рис. 3.18. Энергетический массив: а) внешний вид; б) состав (источник: APC)

Силовой модуль представляет собой блок, содержащий выпрямитель и инвертор, устанавливаемый в корпус энергетического массива для параллельной работы с другими силовыми модулями. Существуют различные концепции энергетических массивов: с распределенной логикой управления, с централизованной избыточной логикой, с отдельными батарейными модулями и с совмещенными силовыми и батарейными модулями. На рис. 3.19 приводится схема энергетического массива с централизованной избыточной логикой управления и отдельными силовыми и батарейными модулями.

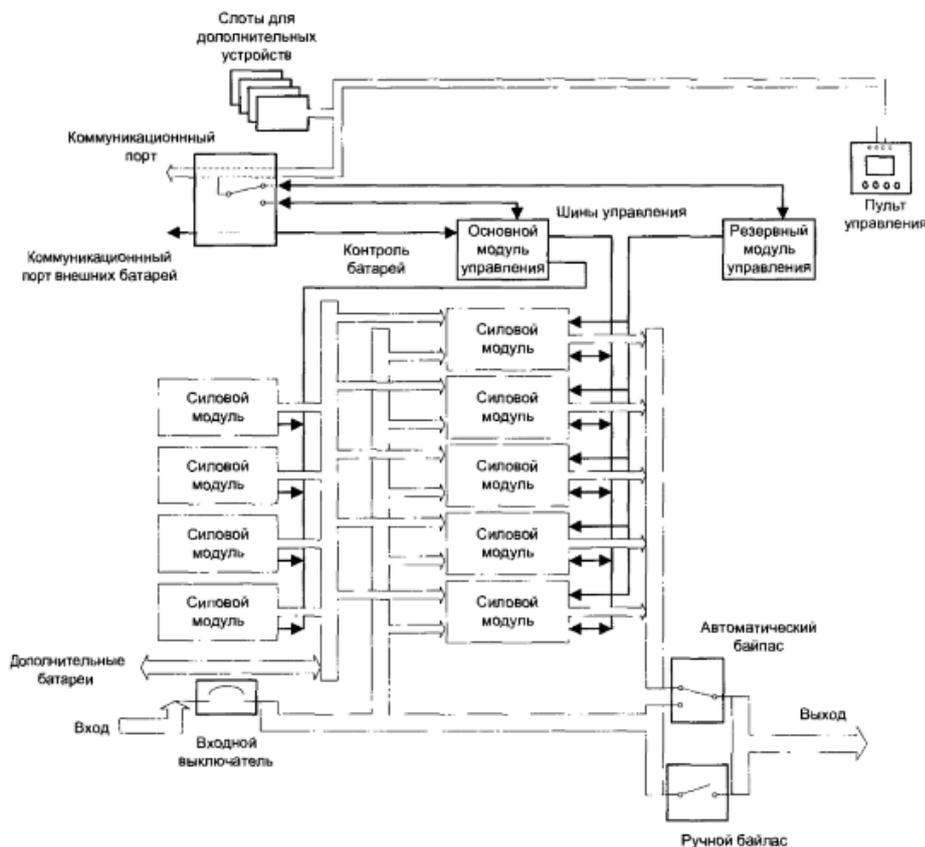


Рис. 3.19. Схема энергетического массива (источник: APC)

Из схемы видно, что питание через входной выключатель поступает на каждый силовой модуль, которые включены параллельно. АБ состоит из нескольких батарейных модулей, также включенных параллельно. Управление энергетическим массивом осуществляется по шинам управления от основного и резервного модулей управления. Отказ любого модуля не вызывает остановки ИБП в целом. Процедура ремонта состоит в замене отказавшего блока без отключения ИБП («горячая» замена), как это показано на рис. 3.18, б. Индикация о неисправности выводится на пульт управления и на коммуникационный порт для передачи в систему мониторинга ИБП (см. разд. 7.1.1). Слоты дополнительных устройств предназначены для расширения коммуникационных и функциональных возможностей ИБП.

В энергетике потребляемые и генерируемые мощности являются одними из основных технико-экономических показателей. На основе мощностей силовых модулей энергетических массивов можно оценить направления развития этого перспективного типа ИБП. Основные данные табл. 3.2 — мощности силовых модулей и суммарные мощности устройств. Эти данные определяют тенденции развития типа ИБП, однако не могут быть использованы как справочные материалы по моделям и производителям. Существует ряд моделей, не вошедших в таблицу.

Таблица 3.2. Мощность энергетических массивов и силовых модулей

№ п/п	Производитель	Модель	Мощность, КВА	
			Устройство	Модуль
1	APC	Symmetra	16	4
2	APC	Symmetra KM	12	2
3	APC	Symmetra PX	40	10
4	Liebert	Nfinity	16	4
5	Meta System	HF Top Line	8	1
6	Meta System	HF Top Line rack	4	1
7	Newave UPS Systems	ConceptPower/ Upgrade Line	12	40
8	PK Electronics	US 9003	4,8	0,4
9	PK Electronics	US 9001	144	1
10	Power Ware	PW 9170	18	3

Мощности силовых модулей лежат в диапазоне 0,4-40 кВА. С момента появления энергетических массивов по настоящее время прослеживается тенденция роста мощности единичного модуля. Удельные мощности силовых модулей в расчете на единицу массы составляют до 0,5-0,6 кВА/кг. Конструктив энергетического массива близок к стандартным телекоммуникационным шкафам, и очевидно, что предел мощности будет определяться массогабаритными показателями силового модуля, позволяющими производить его замену одному-двум человекам. Мощность всего устройства при этом не превысит 200 кВА. Этот прогноз делается из расчета массы модуля (не более 60 кг) и количества модулей в устройстве (до 5 штук).

Наращивание мощностей энергетических массивов возможно по следующим технологическим направлениям:

- увеличение единичной мощности модуля;
- увеличение количества модулей;
- масштабируемость устройств.

Увеличение единичной мощности модуля при существующей элементной базе промышленной электроники потребует увеличения массы и габаритов модуля. Такой путь реализован в энергетическом массиве APC Symmetra MW с модулями 200 кВА (рис. 3.20). Количество модулей в устройстве может составлять до 8, и суммарная мощность достигает 1600 кВА.

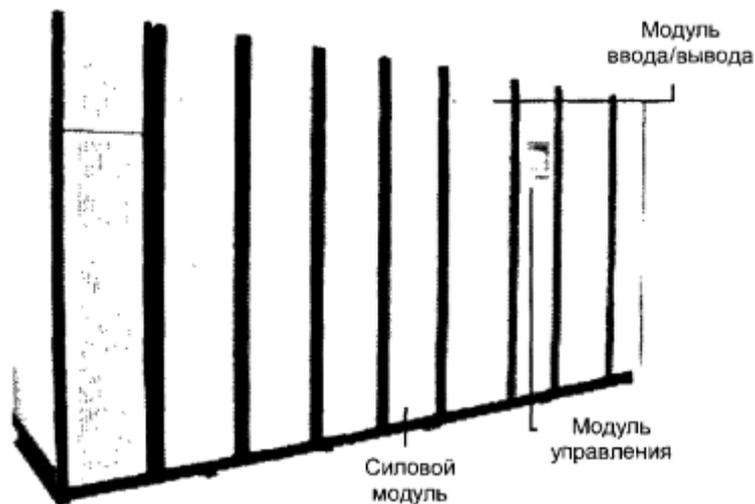


Рис.3.20. Энергетический массив Symmetra MW (источник: APC)

Конструктив этого устройства позволяет производить замену силового модуля по частям, с выделением выпрямителя, инвертора и других компонентов преобразователей в отдельные конструктивные элементы. Процедура замены модуля при таком конструктиве не требует применения средств механизации.

Увеличение мощности путем увеличения числа модулей реализовано в устройстве РК Electronics US 9001 с модулем мощностью 1 кВА, общим числом модулей до 144 и соответственно суммарной мощностью до 144 кВА. Больше количество модулей в устройстве теоретически возможно, но потребует увеличения размера стойки, что усложнит условия перевозки и монтажа.

Масштабируемость устройств нуждается в пояснении. Ряд моделей энергетических массивов позволяют осуществлять комплектацию устройства таким образом, что количество силовых и батарейных модулей может находиться в разных соотношениях. Такая комплектация применяется для следующих целей:

- осуществления избыточного резервирования по принципу N+2 и более для электроприемников с особо высокими требованиями к надежности электроснабжения (системы безопасности, технические средства органов государственного управления, транспорта, опасного производства, крупные платежные системы и т.д);
- комплектации необходимой установленной мощности;
- комплектации АБ с большим временем автономной работы.

Масштабируемость может осуществляться в пределах одного устройства, причем количество силовых и батарейных модулей может быть определено с учетом дальнейшего доукомплектования при расширении состава или количества электроприемников. Ряд моделей энергетических массивов позволяет включать значительное, теоретически неограниченное количество устройств параллельно. При этом сохраняются все функции, характерные для энергетического массива (в первую очередь — «горячая» замена). Осуществление масштабирования заключается в выборе мощности модуля или единичного устройства. При этом можно подобрать суммарную мощность установки с точностью до одного модуля, обеспечив резервирование N+1 с минимальной избыточностью. На рис. 3.21 показаны примеры масштабирования энергетического массива в составе единичного устройства (рис. 3.21, а, б) и параллельное включение устройств (рис. 3.21, в).

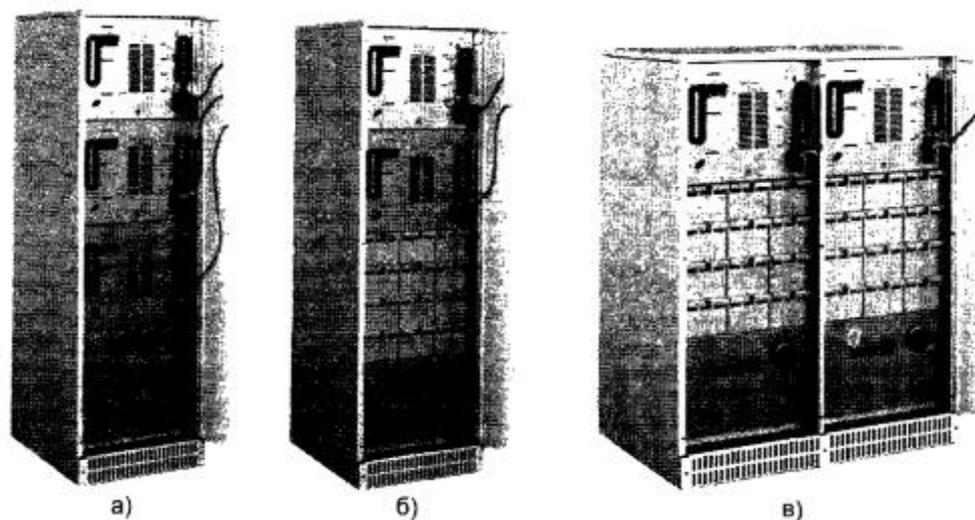


Рис. 3.21. Масштабирование энергетических массивов (источник: Newave UPS Systems)

Экономия средств, затрачиваемых на резервирование, выражается в оптимизации выбора мощности (и соответственно стоимости) единичного модуля и составляет несколько процентов от суммарной мощности всей установки.

Энергетические массивы позволяют обеспечить высшую степень защиты нагрузки и являются наилучшим решением для построения отказоустойчивых систем электроснабжения. В последние годы номенклатура энергетических массивов пополнилась моделями разных производителей и определилась тенденция расширения производства энергетических массивов. Энергетические массивы выпускаются в диапазоне мощностей, покрывающем потребности в создании отказоустойчивой системы бесперебойного электроснабжения практически любого здания. Технические возможности современных технологий и номенклатура выпускаемой продукции ИБП класса энергетических массивов дают широкие возможности выбора оборудования по заданным технико-экономическим показателям.

Тема 3.5 Технические характеристики источников бесперебойного питания

До настоящего времени в Российской Федерации действует ГОСТ 27699-88 (Стандарт СЭВ 5874-87) «Системы бесперебойного питания приемников переменного тока. Общие технические условия». Так как основным назначением СБЭ является электроснабжение инфокоммуникационного оборудования, требования к ИБП наряду с рекомендациями стандарта определяются следующими факторами:

- характеристиками блоков питания оборудования;
- обеспечением надежности электроснабжения при не критичных авариях и неисправностях в самой СБЭ;
- обеспечением электромагнитной совместимости.

На рис. 3.22 представлены области нормального функционирования и области отказов и сбоев импульсных блоков питания в зависимости от напряжения и времени нарушения электроснабжения.

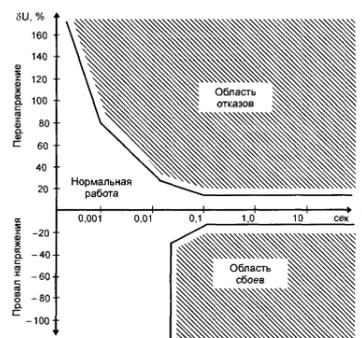


Рис 3.22. Области нормального функционирования, отказов и сбоев импульсных блоков питания

Требования ГОСТ 27699-88 представлены в табл. 3.3, которая может помочь в выборе ИБП. Некоторые ячейки в таблице не заполнены. Это означает, что стандарт не регламентирует данный параметр, а при выборе ИБП следует руководствоваться техническими условиями на защищаемое оборудование. Масса и габариты устройств должны быть приняты во внимание при разработке строительного задания на размещение ИБП, определении пригодности монтажных проемов и нагрузочной способности перекрытий. КПД имеет смысл сравнивать при выборе ИБП одинакового типа. Количество параллельно работающих ИБП важно при выборе оборудования для создания отказоустойчивой системы электроснабжения.

Таблица 3.3. Характеристики ИБП по ГОСТ 27699-88

Показатель	Значение, %
Стабилизация напряжения	±5
Стабилизация частоты	±2
Гармонические искажения	5
Фильтрация ВЧ-импульсов	-
Входной cosφ	-
Гальваническая развязка	-
Колебания напряжения на входе	-15...+10
Колебания частоты на входе	±2
Перегрузочная способность (в течение 15 мин)	110
Количество агрегатов, работающих параллельно	-

На практике производители ИБП предоставляют достаточно большой объем технических характеристик выпускаемой продукции, в табл. 3.4 приводятся наименования и необходимые комментарии к характеристикам ИБП.

Таблица 3.4. Характеристики ИБП

Характеристика	Описание
Общие данные	
Номинальная выходная мощность ИБП [кВА]	Номинальная мощность ИБП без учета КПД и заряда АБ
Номинальная выходная мощность одного модуля ИБП [кВА]	Номинальная мощность одного модуля энергетического массива
Количество ИБП, включаемых на параллельную работу	Максимальное количество ИБП, включаемое параллельно
Схема ИБП	Число фаз вход/выход (1:1; 3:1; 3:3)
Количество модулей, включаемых на параллельную работу	Максимальное количество модулей в устройстве или в группе
КПД при нагрузке 100% в режиме on-line [%]	Как правило, указывается для работы на активную нагрузку
Тепловыделение ИБП при нагрузке 100% и заряженных батареях [Вт]	Тепловыделение с учетом КПД и без учета заряда АБ
Тепловыделение одного модуля при нагрузке 100% и заряженных батареях [Вт]	То же, для одного модуля энергетического массива
Уровень акустического шума [дБ]	Уровень шума при нагрузке 100% на расстоянии 1 м
Тип батарей	-
Плавающее напряжение батарей [В пост.тока]	Напряжение на одном аккумуляторе (ячейке)
Максимальный ток заряда батареи [А]	Максимальный ток заряда для данного типа батарей (допускает регулировку)
Количество батарей 12 В	Количество аккумуляторов (ячеек) в АБ
Наличие статического байпаса ИБП	Да/нет
Наличие механического байпаса ИБП	Да/нет
Наличие статического байпаса модуля ИБП	Да/нет
Устойчивость к перегрузкам в режиме байпаса	Указывается в % к номинальной мощности ИБП
Время перехода с байпаса на инвертор	Максимальное время

Рабочий диапазон температур [°C]	Указывается для работы при нагрузке 100%
Температура хранения/транспортировки [°C]	Указывается для системного блока или модуля ИБП
Входные параметры	
Номинальное напряжение [В]	Номинальное входное напряжение
Диапазон изменения напряжения	Диапазон входного напряжения без перехода в автономный режим
Диапазон изменения частоты [Гц]	Без перехода в автономный режим
Коэффициент мощности	Коэффициент мощности или cosφ
Форма потребляемого тока	Для ИБП средней или большой мощности – всегда синусоидальная
Выходные параметры	
Номинальное напряжение [В]	Номинальное выходное напряжение, допускает регулировку
Разброс напряжения [%]	Отклонение напряжения без изменения нагрузки
Разброс напряжения (при изменении нагрузки 0-100 и 100-0%) [%]	Статический и динамический характер изменения нагрузки (в том числе 100%)
Выходная частота [Гц]	Указывается для работы в автономном режиме
Разброс частоты [%]	В автономном режиме, без изменения нагрузки
Крест-фактор	Допустимое отношение амплитуды к действующему значению тока нагрузки
Перегрузка [%]	Дополнительно указывается время перегрузки
Коммуникационные возможности	
ПО для мониторинга и закрытия сервисов	Как правило для ИБП малой и средней мощности
Наличие SNMP-адаптеров	Да/нет
Коммуникационный порт (интеллектуальный и сухие контакты)	Да/нет
Функция экстренного отключения (ЕРО)	Emergency Power Off (экстренное отключение питания)
Функция координации работы с ДГУ (Gen on)	Программирование заряда АБ, блокировка байпаса и др. функции по сигналу «ДГУ в работе» (Gen on)
Массогабаритные показатели	

Стандартные размеры ИБП (Ш×В×Г) [мм]	Для системного блока ИБП без фильтров и трансформаторов
Размеры батарейных шкафов (Ш×В×Г) [мм]	Размер батарейных шкафов, могут указываться несколько типоразмеров
Масса ИБП без батарей [кг]	Масса системного блока ИБП
Масса модуля ИБП [кг]	Для энергетических массивов

Тема 3.6 Системы постоянного тока

Наряду с ИБП существуют системы постоянного тока, предназначенные для электроснабжения средств связи и телекоммуникаций. Исторически системы постоянного тока ведут свое начало от систем питания постоянного тока аналоговых телефонов. Эти системы обеспечивают АТС постоянным напряжением 24, 48 или 60 В с возможностью работы в автономном режиме в течение 4-8 ч. По классификации ОСТ 45.55-99 «Системы и установки питания средств связи Взаимоуязвимой сети связи Российской Федерации» различают буферные системы питания— системы, в состав резервной цепи которых входит батарея, выводы которой постоянно соединены с нагрузкой, и системы питания с отделенной батареей, в состав резервной цепи которых входят батареи, выводы которых при нормальном режиме работы отключены от нагрузки с помощью коммутирующего устройства.

Современные системы постоянного тока (за исключением систем крупных городских АТС) обеспечивают питание напряжением 24, 48, 54, 60, 10, 125 В постоянного тока и рассчитаны на мощность до несколько десятков кВт. Система строится по модульному принципу (рис. 3.23) и включает следующие компоненты:

- выпрямители;
- устройство управления и контроля (контроллер);
- аккумуляторную батарею;
- защитные устройства (размыкатели батареи);
- устройства распределения постоянного тока;
- конверторы DC/DC (преобразователи напряжения постоянного тока);
- инверторы.

Выпрямитель — устройство, производящее преобразование переменного входного напряжения в постоянное. Типовые выходные напряжения — 27(24); 54(48) В.

Устройство управления и контроля (контроллер) — микропроцессорный модуль системы PMS (Power Management System), осуществляющий контроль и управление системой.

Защитное устройство (батарейный размыкатель, устройство отключения при низком напряжении) — устройство, производящее отключение, когда напряжение батареи достигает минимально допустимого (Low Voltage Disconnect, LVD). Это предотвращает глубокую разрядку батареи, которая может привести к выходу батареи из строя. LVD может быть отдельным модулем, устройством или входить в состав системы.

Устройство распределения постоянного тока — одна или несколько розеток для подключения нагрузки, обычно защищенных предохранителями или автоматами. Могут быть выполнены в виде панели, полки или шкафа.

Конвертор DC/DC (преобразователь напряжения постоянного тока) — преобразователь постоянного напряжения для питания нагрузок, номинальное напряжение которых отличается от выходного напряжения выпрямителей.

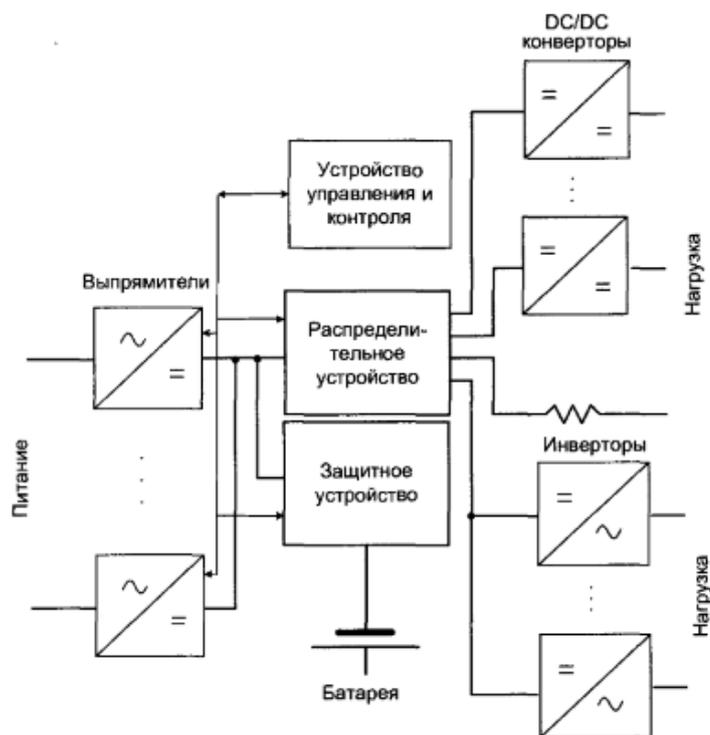


Рис. 3.23. Структура системы постоянного тока (источник: APC)

При необходимости обеспечения резервирования питания потребителей переменного тока системы комплектуются инверторами.

Модульный принцип построения систем постоянного тока, так же как и энергетических массивов, позволяет осуществлять отказоустойчивое электроснабжение потребителей. Конструкция систем постоянного тока выполняется как открытой в стойках (штативах), так и в стандартных шкафах типоразмеров 19” и 23” (рис. 3.24).

Охлаждение для штативного исполнения может быть конвекционным, а для шкафного исполнения — принудительным. Теплоизбытки должны удаляться из помещений аналогично тому, как это делается для помещений, где установлены ИБП.



Рис. 3.24. Внешний вид системы постоянного тока (источник: APC)

Тема 3.7. Аккумуляторы

Источники бесперебойного питания различных типов и системы постоянного тока содержат аккумуляторную батарею (АБ). В ИБП малой мощности она может быть представлена единичным аккумулятором. ИБП средней и большой мощности и системы постоянного тока оборудованы АБ, составленной из различного числа (зависит от модели) аккумуляторов, собранных в последовательные цепочки, которые в свою очередь могут включаться параллельно для увеличения емкости АБ.

подавляющее большинство батарей комплектуются герметичными необслуживаемыми свинцово-кислотными аккумуляторами (Valve Regulated Lead Acid, VRLA), использующими

принцип рекомбинации газов. Батареи VRLA не выделяют водород при нормальных циклах заряда разряда.

Производители предлагают несколько стандартных конфигураций комплектования своих аппаратов на основе одного-двух типов герметичных необслуживаемых батарей. Производитель батареи определяется (рекомендуется) фирмой, производящей ИБП и системы постоянного тока.

По классификации EUROBAT (Ассоциация ведущих европейских производителей аккумуляторных батарей) различают четыре категории аккумуляторных батарей, характеризующихся в первую очередь сроком их ожидаемой службы:

- 10+ years (10+ лет) - категория высокой целостности (High Integrity); применяется в оборудовании, где необходима высочайшая степень безопасности (телекоммуникационные центры, атомные электростанции, нефтеперекачивающие комплексы и т.д.);
- 10 years (10 лет) - категория высокого исполнения (High Performance); практически повторяет предыдущую категорию, однако требования к исполнению и надежности несколько снижены;
- 5-8 years (5-8 лет) - категория общего применения (General Purpose); практически повторяет предыдущую категорию, однако требования к исполнению и надежности менее строгие;
- 3-5 years (3-5 лет) - категория стандартных коммерческих применений (Standard Commercial); применяется в стационарных установках и особенно популярна в небольших ИБП.

Следует отметить, что реальный срок службы аккумуляторных батарей существенно зависит от условий их эксплуатации и может значительно отличаться от паспортных данных. К числу наиболее важных факторов, влияющих на продолжительность эксплуатации батарей, относятся:

- температура окружающей среды;
- количество прошедших циклов заряда-разряда;
- степень заряженности батареи,

Основные параметры батарей:

- тип батарей (как правило, VRLA);
- рабочее напряжение батареи;
- минимальное напряжение батареи;
- ёмкость батареи (ампер-часы [Ач], вольт на ячейку [В/ячейка]);
- температурные характеристики.

Тема 3.8 Основные принципы построения систем бесперебойного электроснабжения зданий

Построение систем бесперебойного электроснабжения может производиться по различным схемам в зависимости от требований к надежности работы системы, количества и мощности потребителей, строительно-архитектурных особенностей зданий, условий размещения основного оборудования СБЭ и некоторых других факторов, определяемых заданием на проектирование и результатами рабочего проектирования. В соответствии со сложившейся технической практикой создания СБЭ можно выделить две традиционные структуры систем — распределенную и централизованную (локальную). В распределенной системе СБЭ (рис. 3.25) электроприемник (или небольшая группа электроприемников) получает питание от отдельного (локального) ИБП. Централизованная система (рис. 3.26) строится на основе одного или нескольких мощных ИБП. На рис. 3.25 и в дальнейшем

различные изображения ИБП отражают различия в конструктивном исполнении и мощности.

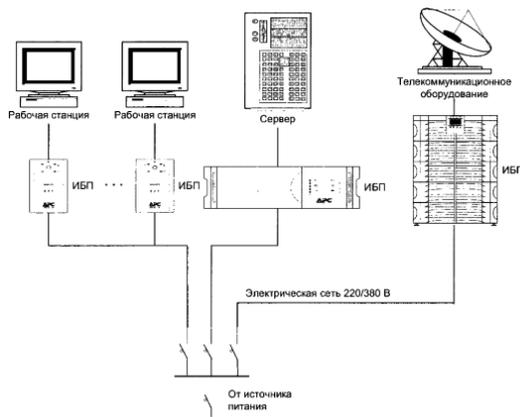


Рис. 3.25. Распределенная СБЭ

Преимуществами распределенной системы являются:

- отсутствие необходимости переделки кабельной сети при использовании «розеточных» ИБП (ИБП малой мощности, включаемые непосредственно в розетку);
- простота наращивания мощности и изменения конфигурации;
- отключение только части системы при отказе одного ИБП и устранение последствий отказа простой заменой поврежденного источника;
- отсутствие необходимости выделения специальных помещений для размещения ИБП.

Недостатками распределенной системы являются:

- неэффективное использование установленной мощности ИБП из-за невозможности обеспечения номинальной загрузки всех ИБП;
- время автономной работы всей системы не является общим для всех нагрузок;
- недостаточная перегрузочная способность системы при подключении дополнительной нагрузки или коротком замыкании в цепи нагрузки одного ИБП; этот недостаток не является существенным и проявляется редко;

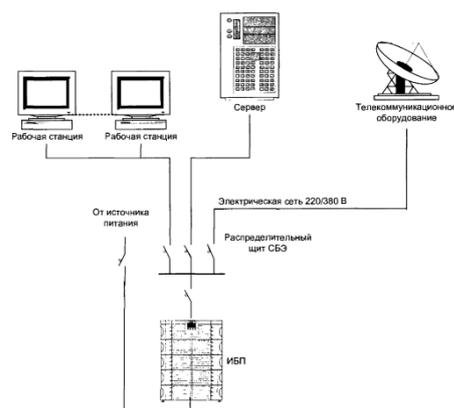


Рис. 3.26. Централизованная СБЭ

Преимуществами централизованной структуры СБЭ являются:

- эффективное использование установленной мощности ИБП и емкости батарей;
- устойчивость к локальным перегрузкам;

- возможность увеличения времени автономной работы за счет отключения менее ответственных потребителей в соответствии с так называемым планом «деградации» системы;
- исключение перегрузки нейтрального проводника на участке от ввода до ИБП.

Недостатком централизованной системы является вероятность общего отказа из-за неисправности распределительной сети бесперебойного электроснабжения или самого ИБП.

В чистом виде каждая из приведенных систем применяется достаточно редко. Использование централизованной системы целесообразно для электроснабжения оборудования, выполняющего единую задачу и состоящего из однородных по назначению и надежности элементов (издательские комплексы, телекоммуникационные центры и т.п.). Типичными приложениями распределенной системы являются административные учреждения, в которых большое число персональных компьютеров работает в режиме рабочих станций с объединением или без объединения их в локальную вычислительную сеть, а также сравнительно небольшие организации, размещающиеся в арендуемых помещениях.

На практике часто применяют двухуровневую систему, которая представляет собой комбинацию централизованной и распределенной системы (рис. 3.27).

Оптимизация установленной мощности ИБП и соответственно стоимости оборудования состоит в выделении наиболее ответственных потребителей, которые будут получать электроснабжение от ИБП малой мощности (ИБП «второго уровня»), последовательно подключенных к централизованной системе. Целью двухуровневого резервирования является защита такого оборудования, как, например, файловые серверы и наиболее ответственные рабочие станции управления ЛВС, коммуникационное оборудование, системы связи, от обесточивания вследствие аварий в электрической сети внутри здания, вызванных локальными повреждениями — короткими замыканиями или перегрузками (в том числе в сети бесперебойного электроснабжения, подключенной к основному ИБП).

Появление энергетических массивов позволяет организовать электроснабжение по централизованной схеме, разделив оборудование по функциональным и территориальным группам. Рабочие станции защищаются по централизованной схеме в масштабах здания. Коммутационные центры, серверы и телекоммуникационное оборудование защищаются энергетическими массивами малой и средней мощности в масштабах телекоммуникационной (серверной) стойки или технологического помещения.

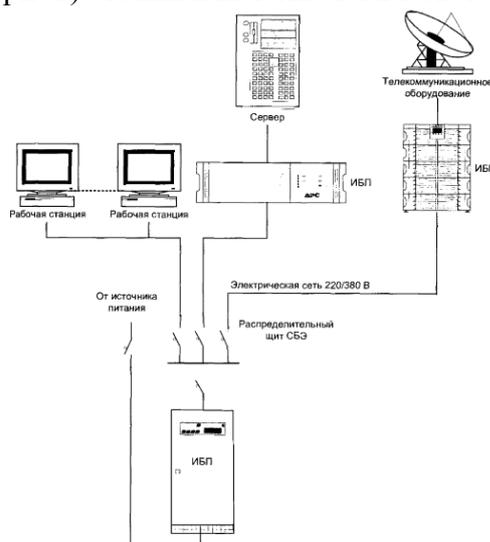


Рис. 3.27. Двухуровневая СБЭ

Раздел 4. Система гарантированного электроснабжения

Тема 4.1. Общие сведения о СГЭ

Система гарантированного электроснабжения (СГЭ) по своему назначению является резервной (аварийной). В отличие от потребителей СБЭ (группа А), потребители группы В в нормальном режиме получают питание от основного источника питания — системы общего электроснабжения. При отказе основного источника электроснабжения в работу вступает оборудование СГЭ — дизель-генераторные установки (ДГУ). ДГУ входят в состав дизель-электрической станции (ДЭС), которая может состоять из одной или нескольких ДГУ, в том числе разной мощности. Во время пуска ДГУ питание потребителей группы А осуществляется за счет энергии аккумуляторной батареи ИБП. Диаграмма функционирования комплекса СБЭ—СГЭ в случае аварийного отключения питания и последующего восстановления основного электроснабжения показана на рис. 4.1.

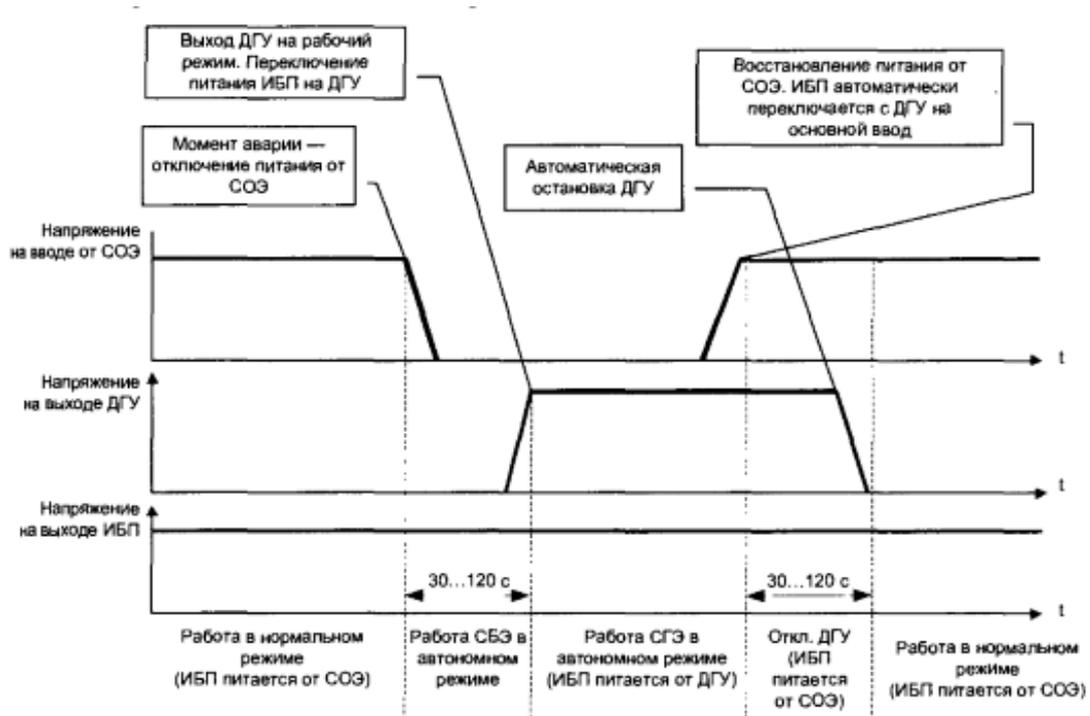


Рис. 4.1. Временная диаграмма работы комплекса СБЭ—СГЭ

Комплекс работает по следующему алгоритму:

- при отказе основного питания электроснабжение потребителей группы А переводится на питание от ИБП (используется энергия аккумуляторных батарей);
- производится запуск ДГУ, которая за время, не превышающее двух минут, выходит на номинальные обороты и принимает нагрузку;
- происходит автоматическое переключение СБЭ на питание от СГЭ (ДГУ);
- ИБП питаются от ДГУ и производят подзаряд аккумуляторных батарей;
- при восстановлении основного питания потребители переводятся на электроснабжение от СОЭ;
- ДГУ останавливается.

Для СГЭ, так же как и для СБЭ, справедливо понятие времени автономной работы. В СБЭ время автономной работы определяется ёмкостью АБ, в СГЭ — количеством дизельного топлива. Количество топлива определяется объёмом штатного бака,

расположенного в станине, и дополнительных баков. Штатные баки имеют различную ёмкость, в зависимости от модели ДГУ, и, как правило, позволяют работать с номинальной мощностью в течение 6-8 ч. Время автономной работы ДГУ должно определяться в задании на проектирование — от этого зависит, оснащать или нет ДГУ дополнительными баками. В случае, когда размещение дополнительных топливных баков невозможно, проектом должен быть предусмотрен подвоз и дозаправка топлива. Следует учитывать, что обеспечить необходимое время автономной работы за счет подвоза топлива на практике достаточно сложно в организационном плане.

Тема 4.2. Дизель-генераторные установки

ДГУ предназначены для работы в качестве основных (prime) или резервных (stand-by) источников электроснабжения. ДГУ для использования в качестве основных источников электроснабжения (ДГУ для непрерывной работы) допускают работу с перегрузкой 10% от номинальной мощности в течение одного часа, но не чаще одного раза в двенадцать часов. Длительность работы такой установки в течение года не ограничивается. Резервные ДГУ не допускают перегрузки относительно номинальной мощности установки. В течение года резервная ДГУ должна поработать не более 500 моточасов при номинальной мощности. Модели ДГУ, использующие один и тот же двигатель, выпускаются в исполнении как для основной, так и для резервной работы. Номинальная мощность установки для основной работ меньше номинальной мощности установки для резервной работы примерно на 10% (зависит от модели). Применение в качестве резервных источников питания ДГУ, предназначенных для основной работы, допустимо без всяких технических ограничений. Выбор того или иного типа ДГУ определяется проектом. При этом следует учитывать предполагаемые режим работы и наработку. При мощности нагрузки 90% от номинального значения наработка моточасов резервных ДГУ соизмерима с наработкой ДГУ для постоянной работы.

Установки могут подключаться для параллельной работы на общую нагрузку с суммарной мощностью до 10 МВА. Установки выпускаются как в трехфазном, так и в однофазном (до 100 кВА) исполнении. В соответствии с ГОСТ 13822-82 «Электроагрегаты и передвижные электростанции, дизельные. Общие технические условия (с изменениями 1989 г.)» частота оборотов двигателей выбирается из ряда 500, 750, 1000, 1500, 2000 и 3000 об/мин. Двигатели с частотой вращения 500, 750 и 1000 об/мин применяются, как правило, для мощных установок (свыше МВА), Высокооборотные двигатели с частотой вращения 3000 об/мин используются для резервных ДГУ мощностью до 500 кВА. Наиболее распространенная частота вращения двигателей агрегатов мощностью до 1000 кВА — 1500 об/мин.

ДГУ могут функционировать как в полностью автоматическом режиме, так и в режиме ручного управления. Степень автоматизации нормируется ГОСТ 13822-82, Автоматизация должна обеспечивать выполнение операций, приведенных в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Автоматизация дизель-генераторных установок по ГОСТ 13822-82

Уровень сложности	Объем автоматизации	Степень автоматизации
Первый	Стабилизация выходных электрических параметров Защита электрических цепей	0
Второй	Стабилизация выходных электрических параметров Аварийно-предупредительная сигнализация и аварийная защита Автоматическое поддержание нормальной работы после пуска и включения нагрузки, в том числе без обслуживания и наблюдения в течение 4 или 8 ч	1

Третий	Стабилизация выходных электрических параметров Аварийно-предупредительная сигнализация и аварийная защита Дистанционное и (или) автоматическое управление при пуске, работе и остановке со сроком необслуживаемой работы 16 или 24 ч	2
Четвертый	Стабилизация выходных электрических параметров Аварийно-предупредительная сигнализация и аварийная защита Дистанционное и автоматическое или только автоматическое управление всеми технологическими процессами со сроком необслуживаемой работы 150 или 240 ч	3

В технических спецификациях на отечественное оборудование указывается степень автоматизации. В табл. 4.1 уровень сложности приведен, как это принято в стандарте, для порядкового обозначения объема автоматизации. Степень автоматизации 0 и требует наличия персонала для осуществления запуска установки. Для аварийной системы электроснабжения административного здания, действующей в автоматическом режиме, необходима степень автоматизации 2 и 3. В технических спецификациях на импортное оборудование степень автоматизации по российскому стандарту не указывается, а перечисляются функции системы автоматизации ДГУ, органы и каналы управления, сигнализация и измерительные приборы. Необходимая степень автоматизации ДГУ определяется в проекте.

Стандартная комплектация ДГУ включает в себя:

- промышленный дизельный двигатель;
- турбоагрегат для двигателей с турбонаддувом;
- бесщеточный генератор переменного тока с самовозбуждением и авторегулировкой в защитном кожухе;
- единое основание (рама) для двигателя и генератора;
- топливный бак;
- систему охлаждения ДГУ, радиатор и вентилятор;
- выходной защитный автомат;
- панель управления;

Общий вид ДГУ представлен на рис. 4.2.

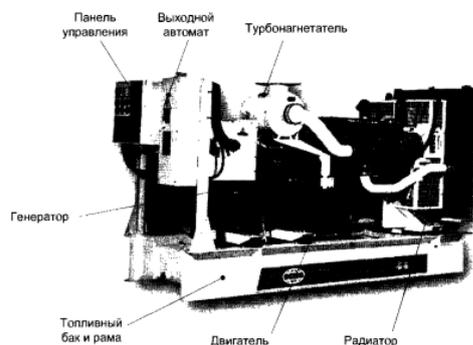


Рис. 4.2. ДГУ открытого исполнения (источник: E G. Wilson)

Ряд моделей ДГУ оснащается двигателями, в которых реализована гидравлическая система впрыска топлива, управляемая микропроцессором. Это позволяет оптимизировать работу двигателя в различных режимах и значительно улучшить его эксплуатационные

характеристики. Основные преимущества ДГУ на базе двигателей с микропроцессорным управлением:

- более полное сгорание топлива и более высокий КПД;
- пониженный уровень содержания вредных веществ в выхлопных газах;
- пониженный уровень шума и вибраций;
- пониженный расход топлива;
- возможность автоматического пуска двигателя без специального подогрева при температурах до -20°C ;
- усовершенствованная система диагностики.

Для расширения функциональных возможностей ДГУ, не обеспечиваемых стандартной комплектацией, производится ее оснащение дополнительным. К дополнительному оборудованию относятся:

- автоматические панели управления, которые обеспечивают автоматизацию второй, третьей и четвертой степени (табл. 4.1);
- панели переключения нагрузки, аналогичные устройствам автоматического включения резерва;
- панели дистанционного мониторинга, запуска и останова двигателя;
- электронный регулятор скорости вращения двигателя, предназначенный для очной стабилизации частоты и рекомендуемый при работе с нелинейной нагрузкой, в том числе с источниками бесперебойного питания;
- устройство заряда аккумуляторной батареи от электросети, постоянно поддерживающее аккумуляторы в заряженном состоянии;
- топливный бак повышенной емкости для увеличения времени непрерывной работы ДГУ до 24 ч и более;
- дополнительные глушители (резидентный и критический), применяемые в случаях повышенных санитарных требований к окружающей жилой застройке;
- защитные кожухи, ограничивающие собственный шум агрегата и защищающие его от атмосферных воздействия;
- арктический контейнер, обеспечивающий работу ДГУ в условиях низких температур до -50°C ;
- устройство подогрева охлаждающей жидкости;
- устройство подогрева смазочного масла;
- устройство подогрева обмоток генератора и компонентов панели управления (последние три опции применяются для облегчения запуска двигателя при низких температурах совместно с защитными кожухами и контейнерами);
- дополнительные датчики для индикации аварийного состояния и останова двигателя;
- мобильное шасси (трейлер) для транспортировки агрегата;
- набор систем дистанционной подачи топлива из резервного бака.

При проектировании системы гарантированного электроснабжения стандартные и дополнительные компоненты ДГУ могут быть отражены или не отражены в рабочей документации. Такие компоненты, как, например, рама, защитный автомат, различного рода датчики, устройства подогрева масла и охлаждающей жидкости, системы смазки, различные регуляторы, сам двигатель и генератор и т.д., указываются только в спецификации на установку, а на рабочих чертежах не показываются. Эти компоненты

определяются поставщиками оборудования в соответствии с заданием проектировщика. В задании указываются основные технико-экономические показатели установки:

- мощность (кВА/кВт);
- конструктивное исполнение;
- тип нагрузки;
- время наработки (моточасы/год);
- допустимый уровень шума;
- предельно допустимые концентрации (ПДК) выбросов;
- степень автоматизации;
- интерфейс.

Проектировщик СГЭ должен учесть конструктивное исполнение ДГУ в соответствии с заданием на проектирование или определить в ходе проектных работ. То же относится и к панелям переключения нагрузки или АВР.

По конструктивному исполнению ДГУ подразделяются на три типа: для внутренней установки (открытого исполнения), для наружной установки — в кожухах или контейнерах и передвижные.

ДГУ для внутренней установки (рис. 4.2) предназначена для размещения в специально приспособленном электромашинном помещении (см. разд. 8.3) или для монтажа в кожух, контейнер или на передвижное шасси.

Кожух с шумоизоляцией (рис. 4.3, а) предназначен как для наружной установки ДГУ, так и для установки внутри специально оборудованных помещений в случае необходимости снижения уровня шума двигателя. Он имеет большие габариты и массу в сравнении со всепогодным кожухом за счет применения звукоизоляции. При установке ДГУ в непосредственной близости от жилых помещений, в пределах городской застройки по результатам расчетов в части проекта «Охрана окружающей среды» может потребоваться использование кожуха с супершумоизоляцией.

Низкотемпературный кожух с шумоизоляцией (рис. 4.3, б) предназначен для наружной установки ДГУ при температуре окружающей среды до -40 о с. Основными особенностями данного кожуха являются:

- автоматические жалюзи, открывающиеся при запуске ДГУ и обеспечивающие прохождение воздушного потока через радиатор;
- специальная топливная система, обеспечивающая подачу топлива при низкой наружной температуре;
- система рециркуляции воздуха; внутренняя система подогрева кожуха; металлические амортизаторы;
- аккумуляторная батарея повышенной емкости;
- устройство подогрева охлаждающей жидкости.

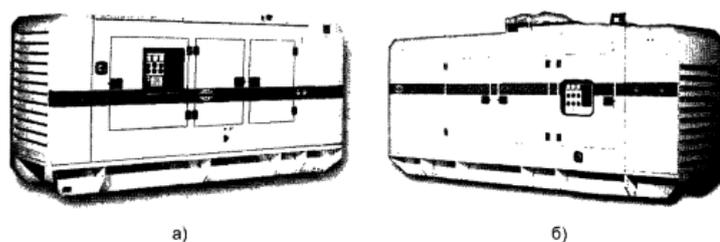


Рис. 4.3. ДГУ в шумоизоляционном (а) и низкотемпературном (б) кожухах (источник: F.G.Wilson)

Арктический контейнер (рис. 4.4, а) предназначен для эксплуатации ДГУ в особо тяжелых климатических условиях с температурой окружающей среды до -50 ос, Контейнер оборудован системами обогрева и вентиляции, а также оборудован автоматически открывающимися жалюзийными решетками. Это позволяет удерживать тепло внутри контейнера и повышает эффективность работы подогревателей ДГУ при низких температурах.

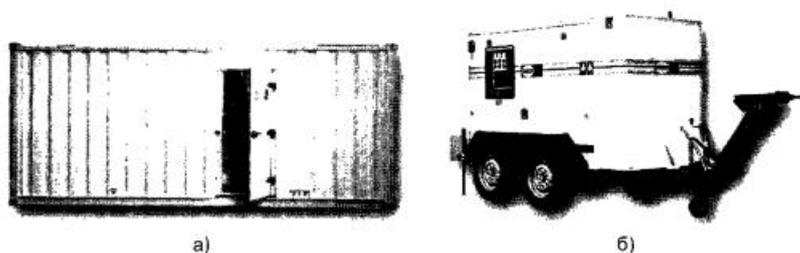


Рис. 4.4. ДГУ в арктическом контейнере (а) и на передвижном шасси (б)
(источник: F.G.Wilson)

Шасси передвижных ДГУ (рис. 4.4, б) представляют собой дорожные одно-, двух- или трехосные трейлеры. Агрегат комплектуется одним из типов защитных кожухов. Трейлеры допускают буксировку на большие расстояния.

Важным комплектующим изделием ДГУ является панель управления (рис. 4,5, см. также разд. 7.1 2) На ней расположены все основные органы управления, мониторинга и индикации. Панель на металлической стойке установлена на несущей раме ДГУ. Панель позволяет:

- управлять работой ДГУ (подготовка к запуску, запуск/останов);
- контролировать работу ДГУ и ее состояние по измерительным приборам и индикаторам.

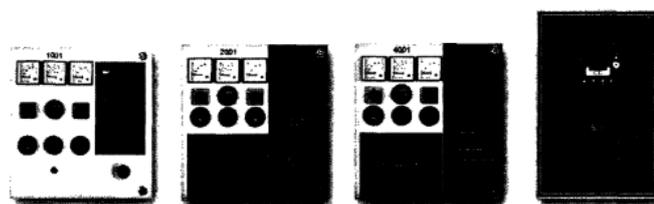


Рис. 4.5. Панели управления ДГУ (источник: F.G.Wilson)

Панели управления отличаются степенью автоматизации и дополнительными возможностями. Все они имеют одинаковые установочные размеры и соединительные разъемы, что обеспечивает полную взаимозаменяемость. Самой простой модификацией является панель ручного управления работой двигателя, запуск и останов которого производится поворотом ключа. Панель оборудована основными измерительными приборами и устройством автоматического останова при аварийных ситуациях.

Существуют панели управления, в том числе микропроцессорные, предназначенные для автоматического запуска ДГУ при аварии и имеющие степень автоматизации не ниже третьей (табл. 4.1). Запуск и остановка двигателя производится автоматически по сигналу, посылаемому панелью переключения нагрузки. Микропроцессорные панели управления также оснащены основными измерительными приборами и органами ручного управления. Кроме того, благодаря наличию коммуникационных портов имеется возможность управлять работой ДГУ и контролировать её состояние с удаленного компьютера по локальной сети или телефонной линии. Микропроцессорные панели управления применяются при параллельном соединении нескольких агрегатов, в том числе различной мощности. Контроллеры, связанные через коммуникационные линии (обычно «витая пара»), обеспечивают последовательный запуск агрегатов в зависимости от мощности

нагрузки, а также распределяют активную и реактивную нагрузки пропорционально выходной мощности ДГУ.

Тема 4.3. Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) и панели переключения нагрузок предназначены для переключения источников электроснабжения, питающих нагрузку, при отключениях питания на одном вводе АВР (панели переключения). Простейшая схема АВР показана на рис. 4.6. В нормальном режиме нагрузка питается от источника 1. При его отказе коммутационный аппарат в цепи источника 1 размыкается, а коммутационный аппарат в цепи источника 2 замыкается, после чего питание нагрузки переводится на источник 2.

Функционально и конструктивно устройство АВР и панели переключения нагрузок различий не имеют. Разница заключается только в том, что панели переключения нагрузок входят в номенклатуру опций ДГУ и могут комплектно поставляться. Термин «устройство автоматического включения резерва» более полно отражает стоящее за ним понятие и применяется в случаях, когда переключаются источники питания различных видов, таких как трансформаторные подстанции, дизель-генераторные установки, ИБП, секции ГРЩ и т.д. В дальнейшем будем пользоваться термином «АВР».

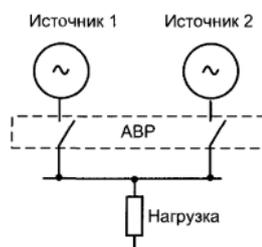


Рис. 4.6. Схема автоматического включения резерва

АВР представляет собой второй важнейший элемент СГЭ. Без АВР невозможно организовать автоматическое переключение питания на ДГУ при отказе основного источника электроснабжения. Применяемые в некоторых случаях перекидные рубильники не являются автоматическими аппаратами и требуют постоянного присутствия на объекте оперативного персонала для осуществления необходимых переключений. Для интеллектуального здания СГЭ с применением перекидных рубильников не является приемлемым решением, в некоторых случаях решения на основе АВР могут являться альтернативой решениям на основе ИБП при построении СБЭ. При определенных условиях они позволяют отказаться от ДГУ.

Существующие типы АВР рассмотрены ниже.

Тиристорные (электронные) АВР (Static Transfer Switch, STS) имеют минимально возможное время переключения при синфазных сетях — нс более 3 мс, а в несинфазных сетях могут обеспечивать включение резервного ввода в момент перехода его входного напряжения через ноль (с целью ограничения возможных бросков тока при коммутации). По своему устройству тиристорные АВР повторяют статический байпас ИБП, с той лишь разницей, что в них имеется минимум пара статических ключей. Вариантом STS являются избыточные переключатели.

Отсутствие в схеме механических элементов позволяет получить высокую надежность тиристорных (электронных) АВР. В то же время при больших токах нагрузки тепловыделение тиристорных АВР может достигать нескольких киловатт (потребуется принудительная вентиляция или кондиционирование помещения электрощитовой). Блокировка от возможных замыканий двух входов между собой может быть только

электронной, в то время как органы Энергонадзора, как правило, требуют наличия механической блокировки. Блокировка применяется для исключения подачи напряжения с одного ввода АВР на другой при переключении. Можно сказать, что АВР должно работать по логике ИЛИ. Блокировка может осуществляться как электрическими (электронными), так и механическими средствами. Нормативными документами требования к механической блокировке вводов АВР не регламентируются и устанавливаются в соответствии с местными инструкциями и руководящими документами.

Однократность действия АВР требуется для исключения его повторного включения в случае короткого замыкания на нагрузке.

Стоимость тиристорных АВР примерно в два раза выше, чем стоимость электромеханических аппаратов той же мощности.

Как уже отмечалось, тиристорные АВР могут рассматриваться как альтернатива ИБП. Малое время переключения при двустороннем питании приближает тиристорный АВР к ИБП типа off-line. Но, поскольку резервные источники питания находятся вне пределов объекта и обеспечение качества электроэнергии требует дополнительных мероприятий, применение тиристорных АВР в таком качестве широкого распространения не получило. В некоторых случаях используют тиристорные АВР для резервирования критической нагрузки с организацией двустороннего питания от разных групп ИБП (рис. 4.7, а) или от ИБП и ДГУ (рис. 4.7, б).

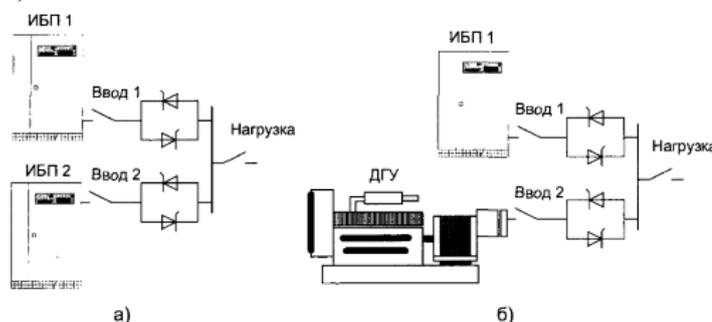


Рис. 4.7. Резервирование с применением тиристорных АВР

Электромеханические АВР на контакторах наиболее распространены и имеют достаточно высокое быстродействие (десятки—сотни миллисекунд) среди электромеханических аппаратов, уступая только тиристорным. При двухвходовой и трехвходовой схеме АВР существует возможность ввести в дополнение к электрической механическую блокировку контакторов. Механическая блокировка выполняется на базе простого и надежного рычажного механизма. Количество вводов принципиально не ограничено и определяется логикой работы системы автоматики, управляющей контакторами.

Тема 4.4. Схема системы гарантированного электроснабжения здания

Система гарантированного электроснабжения требует выделения нагрузок групп В и А (точнее, ИБП, от которых питаются электроприемники группы А) на отдельную секцию шин 0,4 кВ. Это позволяет оптимизировать установленную мощность ДГУ и обеспечивать требования к отказоустойчивости. Оптимизация мощности заключается в том, что на питание от ДЭС включается не весь состав электроприемников объекта, а только группы А и В. Отказоустойчивость достигается за счет параллельной работы нескольких ДГУ, входящих в состав ДЭС, на общую секцию шин гарантированного электроснабжения. В случае специально оговоренных требований технического задания ДЭС может быть выполнена по принципу N+1, подобно СБЭ. В большинстве случаев этого не требуется, так как ДЭС является резервной системой и в отличие от ИБП постоянно не работает. Параллельное включение ДГУ различной мощности обычно применяется для обеспечения режима работы малых нагрузок.

На рис. 4.8 изображена система гарантированного электроснабжения здания, которая работает следующим образом. В нормальном режиме питание от системы внешнего электроснабжения поступает по питающим кабелям 1 и 2 на силовые трансформаторы 3, которые через вводные выключатели 8 питают каждую свою секцию шин 4 и 5. От секций 4 и 5 через линейные выключатели 6 питаются линии нагрузки 7 группы С, компенсация реактивной мощности осуществляется батареями конденсаторов 12. Секция гарантированного электроснабжения 13 в нормальном режиме получает питание через трехходовое АВР 11 от секций 4 или 5.

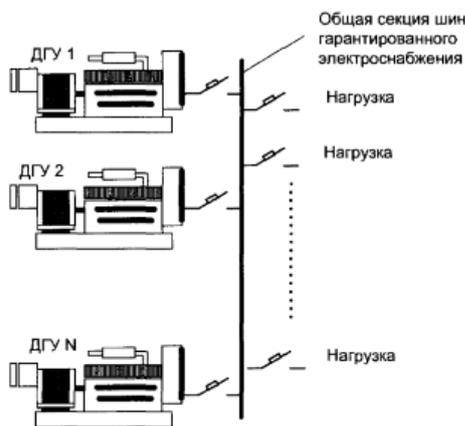


Рис. 4.8. Параллельное включение ДГУ

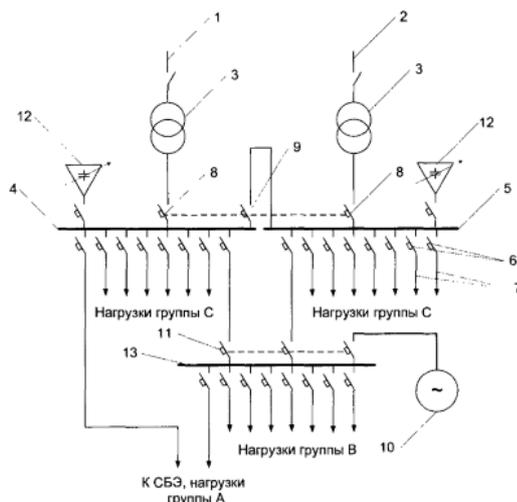


Рис. 4.9. Система электроснабжения с выделением секции СГЭ

При потере питания на кабелях 1 или 3 замыкается секционный выключатель 9. При этом заблокированные выключатели 8 отключают потерявший питание трансформатор от шин 0,4 кВ с целью предотвращения подачи обратного напряжения на отключившийся ввод. Выдержка времени запуска дизель-генератора 10 такова, что его запуск не производится в интервале времени замыкания секционного выключателя 9.

В момент переключения секционного выключателя 9 СБЭ переходит в автономный режим, обеспечивая электроснабжение нагрузок группы А. Нагрузки групп В и С теряют питание на короткое время.

При отказе секционного выключателя 9 или повреждении связи секции 13 с секцией 4 или 5 происходит переключение АВР на секцию 4 или 5.

Полная потеря питания от вводов 1 и 2 переводит СГЭ в автономный режим. При этом АВР 1 отключает секцию СГЭ 13 от шин 4 и 5 и после запуска и выхода на режим работы от дизельной электростанции 10 подключает ее к секции 13.

Требования к системе гарантированного электроснабжения с учетом сведений по надежности, приведенных в гл. 2, можно сформулировать следующим образом:

1. Электроприемники [категории надежности (группа В) должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания, а для электроснабжения особой группы электроприемников категории (группа А) должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника.

2. В качестве одного из резервирующих источников питания может использоваться автоматизированная дизель-электростанция, что необходимо учитывать при выборе конкретной схемы АВР .

3. При использовании АВР должны быть приняты меры, исключающие возможность работы двух независимых источников питания на общие шины. В дополнение к требованиям ПУЭ органы Энергонадзора, как правило, требуют наличия не только электрической, но и механической блокировки коммутационной аппаратуры.

4. Максимальное время переключения резерва зависит от характеристик потребителей электроэнергии, но при наличии в системе ИБП не имеет определяющего значения. Для исключения ложных срабатываний при переключениях АВР на стороне высокого напряжения должна быть предусмотрена возможность регулировки задержки переключения при отказе питания от одного из источников.

5. Важное значение имеет наличие регулировки порогов срабатывания АВР в диапазоне контролируемого напряжения для каждого ввода. В частности, в случае подключения к выходу АВР ИБП согласование между собой диапазонов входных напряжений обоих устройств позволяет обеспечить своевременное переключение на резервную сеть при отклонении напряжений основной питающей сети за заданные значения и тем самым исключить длительную работу ИБП на батареях при возможности питания от резервного ввода.

6. Желательно наличие индикации состояния АВР и возможности ручного управления им.

Схема СГЭ на рис. 4.12 выполнена с применением средств локальной автоматики АВР. Такое построение СГЭ является общепринятым, однако не лишено некоторых недостатков.

Главный недостаток схема не очень гибкая, состав потребителей, выделенных в группу В, определяется на этапе проектирования и в дальнейшем не позволяет какого-либо масштабирования без частичной реконструкции ГРЩ. Это вызвано тем, что по схеме выделение электроприемников группы В на секцию гарантированного электроснабжения 13 является обязательным. Если требуется добавить или вывести из состава группы В какой-либо электроприемник, то необходимо проложить (переложить) соответствующие линии питания и установить дополнительную коммутационную аппаратуру. Частичным решением этой проблемы может быть резерв автоматических выключателей на секциях шин 4, 5 и 13.

Второй, менее значительный недостаток — наличие выделенной секции 13 увеличивает габариты ГРЩ. Увеличение габаритов ГРЩ в схеме с резервной ДЭС представляется естественным и неизбежным, но может вызвать затруднения при размещении оборудования в стесненных условиях.

Современные средства автоматизации позволяют решить задачу обеспечения гарантированным электроснабжением более эффективным способом с устранением перечисленных недостатков. Подробно об этом будет сказано в гл. 5 и 7,

Применение передвижных ДГУ целесообразно при ограничениях на размещение стационарных установок. В таком случае передвижная ДГУ размещается в отапливаемом гараже, что позволяет поддерживать её в работоспособном состоянии. При необходимости ДГУ выкатывается на улицу к месту подключения к ГРЩ, которое оборудовано промышленным разъёмом (терминалом). Проектом должна быть предусмотрена возможность блокировки подачи обратного напряжения от ДГУ в питающую сеть.

Раздел 5. Система общего электроснабжения

Тема 5.1. Организация электроснабжения зданий

Для электроустановок зданий существует определение (ГОСТ Р 50571.1-9.3): «любое сочетание взаимосвязанного электрооборудования в пределах данного пространства или помещения», Системой общего электроснабжения (СОЭ) здания будем называть совокупность электрических линий, машин, аппаратов на участке от ввода питающих линий на территорию объекта до вводных коммутационных аппаратов СБЭ и СГЭ. Рассмотрение СОЭ только на участке от ввода в здание или главного распределительного щита до границы с СБЭ и СГЭ не дает полной картины организации электроснабжения, поскольку основной частью СОЭ является трансформаторная подстанция (ТП), которая может территориально находиться как внутри, так и вне здания и быть на балансе и обслуживании предприятия электрических сетей. Для крупного здания с потребляемой мощностью сотни и тысячи кВА характерен случай встроенной (пристроенной) ТП (рис. 5.1, а). Для сравнительно небольших зданий с потребляемой мощностью 100...200 КВА электроснабжение, как правило, осуществляется от отдельно стоящей ТП (рис. 5.1, б), и в этом случае СОЭ будет ограничиваться границей балансовой принадлежности — границей силового ввода питающих кабелей от внешней (городской) энергосистемы.

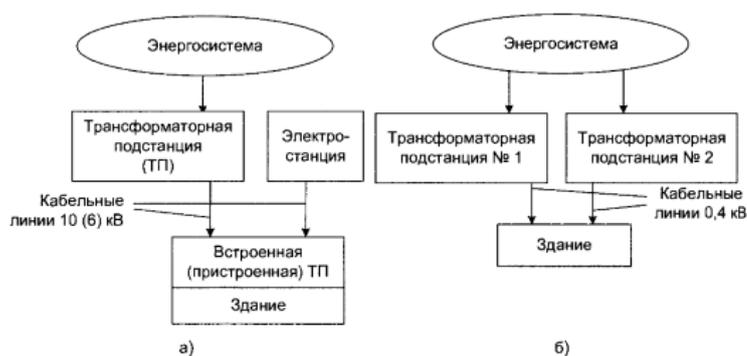


Рис. 5.1. Схема электроснабжения зданий.

а) крупного; б) средних размеров

Назначение СОЭ — прием и распределение электроэнергии, поступающей из внешнего источника электроснабжения (энергосистемы). Проследить всю цепь поступления электроэнергии от источников её производства — электростанций нет необходимости. В нашем случае достаточно принять за основной источник электроснабжения подстанцию кВ или шины кВ электростанции. Если электроснабжение осуществляется на генераторном напряжении — непосредственно от генераторов электростанций без трансформаций в электрических сетях.

Электроснабжение крупного здания согласно рис. 5.1, а происходит от сети напряжением 10(6) кВ. Напряжение 6 кВ в настоящее время используется в существующих сетях. Новые сети, как правило, имеют напряжение 10 кВ. Можно встретить современное импортное электрооборудование, которое имеет номинальное напряжение 20 кВ. Такое номинальное напряжение является более прогрессивным и обеспечивает лучшие показатели по потерям электроэнергии. Соответственно сети электроснабжения для такого электрооборудования также выполняются на напряжение 20 кВ. В России напряжение 20 кВ до настоящего времени широкого распространения не получило. При питании от отдельно стоящей ТП электроснабжение осуществляется на напряжении 0,4 кВ.

Важным техническим показателем СОЭ является надежность электроснабжения. Надежность электроснабжения определяется количеством независимых взаимно резервирующих источников. Различают три категории надежности электроснабжения. При этом в составе электроприемников категории надежности электроснабжения выделяется особая группа. Правила устройства электроустановок устанавливают различное количество независимых источников электроснабжения для каждой из трех групп (табл. 5.1).

Таблица 5.1. Категории надежности электроснабжения

Категория	Количество источников	Примечание
Особая группа категории	3	Третьим (вторым) независимым источником можно использовать электростанцию. ДГУ, ИБП и т.д.
I категория	2	
II категория	2 (1)	Рекомендуется питание от двух источников
III категория	1	Количество источников питания не нормируется

Разница в электроснабжении по I и II категориям надежности состоит во времени переключения на резервный источник питания. При электроснабжении по I категории это время определяется срабатыванием АВР, для II категории — действиями дежурного персонала электросистемы или выездной оперативной бригады. В зависимости от количества внешних независимых источников электроснабжения категория надежности электроприемников групп А, В, С будет соответствовать значениям табл. 2.2.

Осуществление электроснабжения на генераторном напряжении более предпочтительно, чем электроснабжение от ТП предприятия электрических сетей. Вероятность отказа в таком случае ниже и отсутствуют нарушения качества электроэнергии по вине энергосистемы. Электроснабжение на генераторном напряжении позволяет отказаться от применения ДГУ и ограничиться только применением ИБП. Однако такое решение не всегда возможно, так как расположение объекта относительно ближайшей электростанции может не позволить осуществить электроснабжение непосредственно от шин.

Тема 5.2. Трансформаторная подстанция и трансформаторы

При оценке категории надежности электроснабжения не следует смешивать двухцепную (две линии) кабельную линию, идущую от одной трансформаторной подстанции, с двумя линиями (двухцепными или одноцепными), идущими от различных ТП. В первом случае резервируется только линия, но никак не источник питания. Что касается источников питания, то ТП, непосредственно питающая здание I или II категории надежности, имеет двухтрансформаторную схему. Это делается для того, чтобы при отказе одного из трансформаторов электроснабжение осуществлялось от оставшегося в работе (рис. 5.2)

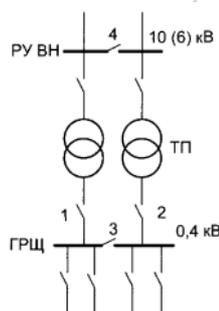


Рис. 5.2. Двухтрансформаторная подстанция

В нормальном режиме ТП питается от двух источников электроснабжения 10 кВ. Секционный выключатель 4 распределительного устройства высокого напряжения (РУ ВН) может быть замкнут или разомкнут в зависимости от схемы электроснабжения в сети кВ. Обычно секционный выключатель 4 находится в разомкнутом положении. При отключении одного из источников питания ТП выключатель 4 замыкается, и питание подается от одного источника на оба трансформатора ТП. Выдержка времени на замыкание выключателя 4 меньше, чем время срабатывания АВР в главном распределительном щите (ГРЩ) на стороне 0,4 кВ (выключатели 1-3). Логика работы секционных выключателей 3 и 4 такова, что исключает параллельный режим работы трансформаторов. В случае повреждения одного из трансформаторов происходит отключение линейного выключателя или 2 и замыкается секционный выключатель 3 по стороне 0,4 кВ. Мощность трансформаторов выбирается таким образом, что вся нагрузка может быть переведена на один трансформатор.

Трансформатор с масляным охлаждением способен выдерживать сорокапроцентную перегрузку в течение 6 часов при условии, что в остальное время он будет недогружен. Для графика нагрузки, имеющего суточный максимум и минимум, 6 часов вполне достаточно для прохождения периода максимальных нагрузок.

В последнее время все большее распространение приобретают «сухие» трансформаторы. Условия их размещения более просты в смысле класса помещений по пожарной безопасности и позволяют совместно разместить трансформаторы и главный распределительный щит в одном электромашином помещении. Правилами устройства электроустановок нормируются ограничения при размещении трансформаторных подстанций непосредственно под и над помещениями. В них может находиться не более 50 человек в течение не более 1 часа. Эти требования не распространяются на трансформаторные помещения, в которых установлены сухие трансформаторы или трансформаторы с негорючим наполнением.

Московские строительные нормы МГСН 4.04-94 «Многофункциональные здания и в явном виде требуют применения только «сухих» трансформаторов. Актуальность и преимущества применения «сухих» трансформаторов в строительстве административных зданий стимулировали освоение выпуска этого вида продукции отечественной электропромышленностью. В номенклатуре выпускаемой продукции имеются «сухие» трехфазные трансформаторы внутренней установки на напряжение 10(6)/0,4 кВ. Трансформаторы применяются для питания электрооборудования жилых и общественных зданий, промышленных предприятий, сельскохозяйственных объектов, транспорта и т.д. Они выпускаются в двух типоразмерах:

- без защитного кожуха (IP00) - тип ТСЛ;
- в металлическом кожухе (IP31) - тип ТСЗЛ.

Изоляция обмоток высокого напряжения выполняется путем заливки под вакуумом эпоксидной смолы со специальным наполнителем, обеспечивающим негорючесть композиции. Обилие вид такого трансформатора представлен на рис. 5.3

Кожухи трансформаторов коробчатого типа, с дверями для удобства работ при монтаже и эксплуатации. Для трансформаторов специального исполнения (пыле- и водонепроницаемых) кожухи герметичные. Регулирование напряжения осуществляется обычно ступенями $\pm 2 \times 2,5\%$ (но две отпайки 2,5% номинального напряжения) при отключенном от сети трансформаторе.

Наряду с преимуществами по сравнению с масляными трансформаторами по условиям размещения имеется и недостаток. Перегрузочная способность «сухих» трансформаторов невелика и не превышает 5. . в зависимости от времени перегрузки. Это вызывает необходимость установки «сухих» трансформаторов, рассчитанных на всю мощность нагрузки каждый. Соответственно в нормальном режиме установленная (трансформаторная) мощность используется неэффективно. Тем не менее «сухие»

трансформаторы широко применяются при строительстве административных зданий, и их следует считать более предпочтительными, чем масляные трансформаторы

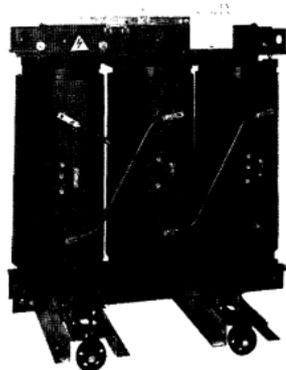


Рис. 5.3. Внешний вид «сухого» трансформатора с литой изоляцией
(источник: ОАО ХК «Электрозавод»)

Альтернативой «сухим» трансформаторам являются герметичные масляные трансформаторы в случаях установки в пристроенных или отдельно стоящих подстанциях. Герметичные трансформаторы, как и «сухие», являются необслуживаемыми устройствами, поэтому эксплуатационные расходы у них соизмеримы, различаются только условия размещения.

Трехфазные масляные герметичные трансформаторы на напряжение 6(10)/0,4 кВ (рис. 5.4) применяются для питания электрооборудования жилых и общественных зданий, промышленных предприятий, сельскохозяйственных объектов, транспорта и т.д.

Трансформаторы выпускаются в двух исполнениях:

- с медными обмотками - серия ТМГ;
- с алюминиевыми обмотками - серия ТМГА.

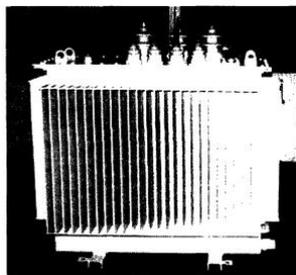


Рис. 5.4. Внешний вид герметичного масляного трансформатора
(источник: ОАО ХК «Электрозавод»)

Герметичные масляные трансформаторы имеют отличительные особенности:

- не нуждаются в обслуживании при эксплуатации;
- отсутствует контакт с воздухом, что обеспечивает сохранность изоляционных свойств масла в течение не менее 25 лет;
- более компактны, занимают меньше места по сравнению с традиционными трансформаторами с расширителем и воздушной подушкой;
- являются малошумными - уровень шума не превышает 55 дБ;
- конструктивные и технологические решения обеспечивают снижение потерь холостого хода на 15...20% в зависимости от мощности оборудования.

Тема 5.3. Схема системы общего электроснабжения

На рис. 5.5 изображена система общего электроснабжения здания. По сравнению со схемой на рис. 4.12 данная схема обладает рядом существенных отличий и преимуществ.

В составе системы общего электроснабжения предусмотрен третий резервный источник питания — резервная дизельная электростанция (РДЭС). Электроснабжение потребителей, относящихся к группам А и В, предусматривается от двух независимых вводов 1, 2 и РДЭС 10 с устройством АВР. Потребители группы С получают питание от двух независимых вводов с АВР. Для электроснабжения потребителей группы А предусмотрено создание системы бесперебойного электроснабжения с установкой источников бесперебойного питания.

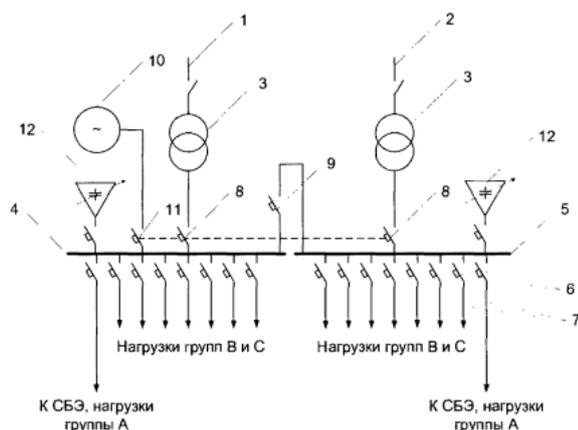


Рис. 5.5. Система электроснабжения здания

Для приема и распределения электроэнергии в здании предусмотрен главный распределительный щит (ГРЩ) низкого напряжения. ГРЩ состоит из:

- двух вводных автоматических выключателей 8;
 - автоматического выключателя 11 резервной дизельной электростанции 10;
 - одного секционного автоматического выключателя 9;
 - двух автоматических выключателей компенсирующих устройств 12;
- распределительных автоматических выключателей 6 с двумя секциями шин 4 и 5. Каждая из секций 4 и 5 получает питание от высоковольтных кабелей и 2 через соответствующие трансформаторы 3.

На рис. 5.6 показан внешний вид ГРЩ. Обозначения панелей выключателей вводных, секционного, распределительных выключателей и РДЭС приводятся в соответствии с обозначениями на рис. 5.5. Обратите внимание на шинный монтаж в ГРЩ.

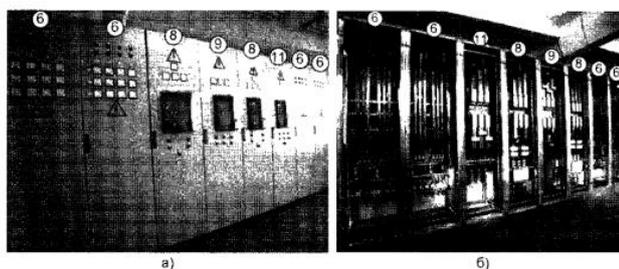


Рис. 5.6. Внешний вид ГРЩ: а) вид спереди; б) вид сзади (источник: ЭкоПрог)

В ГРЩ предусмотрено измерение по вводам 1 и 2 фазных токов, напряжении коэффициента мощности, частоты сети, активной и реактивной мощности с выводом этих данных на диспетчерский пункт автоматизированной системы диспетчерского управления

(АСДУ). ГРЩ обеспечивает автоматическое включение резерва, выполненное на выключателях 8, 9, 11, и автоматическое резервирование потребителей от РДЭС 10. Все автоматические выключатели снабжаются микропроцессорными (интеллектуальными) модулями, позволяющими организовать дистанционное управление и измерение электрических параметров. Эти модули подключаются к системе автоматизации управления ГРЩ. На рис. 5.7 представлен внешний вид автоматического выключателя с микропроцессорным управлением, установленного в панелях 8, 9, 11 ГРЩ (рис. 5.6). Система автоматизации ГРЩ позволяет отказаться от выделенного щита (секции) 1 гарантированного электроснабжения.

Схема ГРЩ обеспечивает:

- дистанционное управление нагрузками;
- дистанционный контроль состояния автоматов;
- дистанционный и местный контроль отходящих линий 7 (сигнализация положения выключателя и измерение токов нагрузки);
- блокировку одновременности включения энергоемких потребителей при работе РДЭС; предотвращение несанкционированного включения потребителей, не относящихся к группам А и В при работе РДЭС;
- разгрузку системы электроснабжения при работе РДЭС;
- возможность ручной коммутации автоматов на ГРЩ.

Предусмотренный в ГРЩ АВР на вводных (8) и секционном (9) выключателях и автоматическое включение резерва дизель-генератора (АВР ДГ -11) реализованы на автоматических выключателях с приводами дистанционного управления. Алгоритм действия автоматики реализован на промышленных контроллерах, управляющих схемами АВР и отходящими линиями ГРЩ.

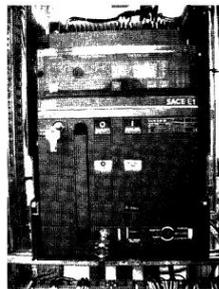


Рис. 5.7. Автоматический выключатель с микропроцессорным управлением (источник: ЭкоПрог)

АВР секционного выключателя работает следующим образом:

1. В нормальном режиме секционный выключатель 9 и выключатель ввода РДЭС отключены.

2. Выключатели 8 ввода 0,4 кВ включены.

3. При исчезновении напряжения на одном из вводов или отклонении напряжения за границы допустимого диапазона (например, 10% от $U_{ном}$ устанавливается исходя из требований ГОСТ 13109-97 или технических характеристик электроприемников) соответствующий ввод 8 отключается защитой минимального напряжения и затем включается секционный выключатель 9.

4. При восстановлении напряжения на обоих вводах отключается секционный выключатель 9 и включается соответствующий ввод 8.

АВР ДГ работает при исчезновении напряжения на обоих вводах 0,4 кВ или отклонении напряжения на обоих вводах за границы допустимого диапазона по следующему алгоритму:

1. Замыкается цепь запуска РДЭС.

2. После запуска ДГ появляется напряжение на вводе РДЭС и в цепях управления, срабатывает система автоматической разгрузки, отключающая потребителей группы С (часть линий 7) и на время пуска ДГ потребителей группы В.

3. Отключаются оба ввода 8.

4. Отключаются конденсаторные батареи 12.

5. Включается секционный выключатель 9.

6. Включается ввод РДЭС 11.

7. После этого для обеспечения условия блокировки одновременного включения энергоемких потребителей с выдержкой времени между включениями не менее 15 с происходит включение автоматических выключателей 6 в цепях линий 7 нагрузок группы В. В зависимости от загрузки ДГ диспетчер может изменить состав подключенной к РДЭС нагрузки.

8. При появлении напряжения хотя бы на одном из вводов 8 снимается сигнал запуска ДГ, отключается ввод РДЭС 11 и включается соответствующий ввод 8. Затем автоматически включаются потребители, отключенные системой разгрузки, и подключаются конденсаторные батареи.

Устройство АВР секционного выключателя выполнено с применением программируемых контроллеров, позволяющих обеспечить следующую логику работы и функции:

- работа АВР разрешена только при наличии напряжения во всех фазах на другом вводе ГРЩ;
- разрешена однократность действия АВР;
- запрещены действия АВР при аварийном отключении выключателей ввода 8 или секционного выключателя 9;
- исключена возможность многократного включения АВР на короткое замыкание при любой однократной неисправности в схеме;
- блокируются действия АВР при отключении автоматических выключателей в цепях реле контроля напряжения;
- обеспечена сигнализация ручного режима АВР и сигнализация срабатывания АВР,
- установлена выдержка времени на отключение выключателей 8 вводов ГРЩ при исчезновении напряжения на время 15-30 с.
- установлена выдержка времени на включение выключателей 8 вводов ГРЩ при появлении напряжения на время до 60 с.

Для обеспечения безопасности обслуживания в ГРЩ предусматриваются блокировки при работе и обслуживании выключателей в выкатных ячейках:

- вкатывание включенного выключателя в рабочее положение;
- выкатывание включенного выключателя;
- включение выключателя ввода РДЭС хотя бы при одном включенном вводе 0,4 кВ.

Автоматизация управления выключателями ГРЩ делает систему общего электроснабжения универсальной. Различие в категориях надежности электроснабжения нагрузок групп А, В, С не требует выделения отдельного щита гарантированного электроснабжения (см. рис. 4.12). Возникает возможность осуществления гарантированного электроснабжения потребителей, находящихся на любой линии 7, что обеспечивается автоматическими выключателями, управляемыми по заданному алгоритму.

В крупном здании необходимость изменения требований к категории надежности электроснабжения электроприемников вполне реальна и при традиционной технологии электроснабжения потребует реконструкции существующей системы. В случае создания управляемого ГРЩ, имеющего в своем составе своеобразный «виртуальный» щит (секцию) гарантированного электроснабжения, изменение категории надежности электроснабжения на каждом из присоединений достигается программированием контроллеров. Управление электроснабжением предоставляет дополнительные возможности по оптимизации режима работы системы в целом и, в частности, трансформаторов «сухого» типа. Например, при работе на один трансформатор в режиме летнего максимума нагрузки для предотвращения длительной перегрузки трансформатора служба эксплуатации здания имеет возможность провести аварийную разгрузку с пульта диспетчера или вручную. Состав отключаемой нагрузки определяется в конкретной ситуации в зависимости от режима работы и состава.

Раздел 6. Схемы внешнего электроснабжения

Тема 6.1. Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии

Производство, передача и распределение электрической и тепловой энергии показаны на рис.6.1. в виде структурной (а) и принципиальной электрической схемы (б). По виду первичного источника энергии, преобразуемого в электрическую или тепловую энергию, электростанции делятся на тепловые (ТЭС), атомные (АЭС) и гидравлические (ГЭС). На ТЭС первичный источник энергии - органическое топливо (уголь, газ, нефть), на АЭС - урановый концентрат, на ГЭС - вода. ТЭС делятся на конденсационные станции (КЭС), вырабатывающие только электроэнергию, и теплофикационные (ТЭЦ), вырабатывающие и электроэнергию, и тепло.

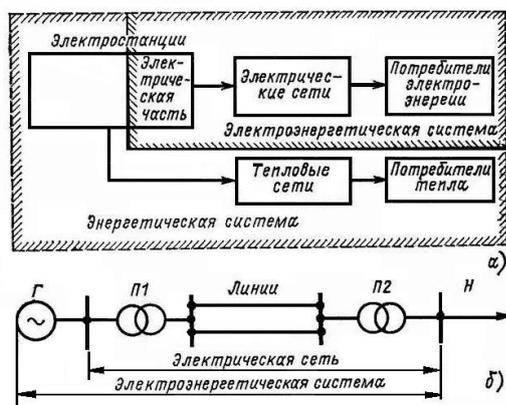


Рис.6.1. Схемы производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии

Кроме ТЭС, АЭС и ГЭС существуют и другие виды электростанций (гидроаккумулирующие, дизельные, солнечные, геотермальные, приливные). Однако мощность их невелика.

Электрическая часть электростанции включает в себя разнообразное основное и вспомогательное оборудование. К основному оборудованию относятся: синхронные генераторы, вырабатывающие электроэнергию; сборные шины, предназначенные для приема электроэнергии от генераторов и распределения ее к потребителям; коммутационные аппараты — выключатели, предназначенные для включения и отключения цепей в нормальных и аварийных условиях, и разъединители, предназначенные для снятия напряжения с обесточенных частей электроустановок и для создания видимого разрыва цепи, электроприемники собственных нужд (насосы, вентиляторы, аварийное электрическое

освещение и т. д.). Вспомогательное оборудование предназначено для выполнения функций измерения, сигнализации, защиты и автоматики и т. д.

Энергетическая система (энергосистема) состоит из электрических станций, электрических сетей и потребителей электроэнергии, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, распределения и потребления электрической и тепловой энергии, при общем управлении этим режимом.

Электроэнергетическая (электрическая) система—это совокупность электрических станций, электрических сетей и потребителей электроэнергии, связанных общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления электроэнергии. Электрическая система — это часть энергосистемы, за исключением тепловых сетей и тепловых потребителей. *Электрическая сеть* — это совокупность электроустановок для распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, воздушных и кабельных линий электропередачи. По электрической сети осуществляется распределение электроэнергии от электростанций к потребителям. *Линия электропередачи* (воздушная или кабельная) — электроустановка, предназначенная для передачи электроэнергии.

Электрические подстанции применяются для преобразования электроэнергии одного напряжения в электроэнергию другого напряжения. Подстанции состоят из трансформаторов, сборных шин и коммутационных аппаратов, а также вспомогательного оборудования: устройств релейной защиты и автоматики, измерительных приборов. Подстанции предназначены для связи генераторов и потребителей с линиями электропередачи, а также для связи отдельных частей электрической системы.

Тема 6.2. Выбор сечения проводов по экономической плотности тока

Рассмотрим выбор оптимального сечения провода линии, например приведенной на рис.6.2.а. Сечение — важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии возрастают затраты на ее сооружение. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

Минимуму функции приведенных затрат

$$Z(F) = I + p_n K \quad (6.1)$$

соответствует некоторое значение сечения, которое назовем $F_{\text{эк}}$.

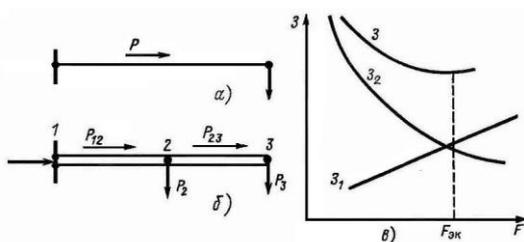


Рис.6.2. Зависимость приведенных затрат от сечения проводов линии:

а – одноцепная линия; б – двухцепная линия; в – составляющие приведенных затрат

Стоимость линии зависит от ее длины:

$$K = K_0 l \quad (6.2)$$

где l — длина линии, км; K_0 — удельные капитальные вложения, руб/км:

$$K_0 = a + bF \quad (6.3)$$

где a — капитальные вложения в 1 км линии, не зависящие от сечения (затраты на подготовку просеки, на дороги, осушение болот и т.д.), руб/км; b — часть удельных капитальных вложений, пропорциональная сечению провода, мм²) (стоимость металла, опор, арматуры).

Проанализируем зависимость I в выражении (1.1) от сечения. Издержки на обслуживание от сечения проводов линии практически не зависят. Стоимость потерь электроэнергии зависит от сечения:

$$I_{\Delta W} = \beta \Delta W = \beta \Delta P_{\text{нб}} \tau = \beta 3 I_{\text{нб}}^2 r_{\text{л}} \tau = \beta 3 I_{\text{нб}}^2 \rho \frac{l}{F} \tau, \quad (6.4)$$

где $I_{\text{нб}}$ — наибольший рабочий ток линии, А; ρ — удельное

мм²/м; β — стоимость потерь электроэнергии, руб/(кВтч); τ — время наибольших потерь, т. е. время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии за год те же, что и при работе по реальному графику нагрузок.

Эксплуатационные расходы на амортизацию и текущий ремонт зависят от сечения:

$$I_a + I_p = \alpha_3 K = \alpha_3 (a + bF) l, \quad (6.5)$$

где α_3 — ежегодные отчисления на амортизацию и текущий ремонт линии в относительных единицах, 1/год. Подставляя (6.7) и (6.8) в (6.1), получаем

$$3(F) = (a + bF)(p_n + \alpha_3) l + \beta 3 I_{\text{нб}}^2 \rho \frac{1}{F} \tau = 3_1 + 3_2. \quad (6.6)$$

Первое слагаемое в (6.6) — это прямая 3_1 на рис.1.2, в, представляющая ту часть расчетных затрат, которая увеличивается при росте сечения. Второе слагаемое в (1.6) — это стоимость потерь электроэнергии, убывающая при росте F , — кривая 3_2 на рис.1.2, в.

Дифференцируя $3(F)$ по сечению и приравнявая производную к нулю, найдем условие минимума функции затрат (рис.6.2, в):

$$\frac{\partial 3}{\partial F} = p_n + \alpha_3 b l - \frac{\beta 3 I_{\text{нб}}^2 \rho l \tau}{F^2} = 0 \quad (6.7)$$

Отсюда

$$F_{\text{эк}} = I_{\text{нб}} \sqrt{\frac{3\beta \rho \tau}{b(p_n + \alpha_3)}} \quad (6.8)$$

Экономическая плотность тока, А/мм², — это отношение наибольшего протекающего в линии тока к экономическому сечению:

$$J_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{нб}}}{F_{\text{эк}}}. \quad (6.9)$$

Из (6.8), (6.9) следует, что

$$J_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{b(p_n + \alpha_3)}{3\beta \rho \tau}} \quad (6.10)$$

Выражение (6.10) приведено для понимания сути экономической плотности тока. Оно не используется для определения $J_{\text{эк}}$. Экономическая плотность тока выбирается в зависимости от вида проводника и времени использования максимальной нагрузки.

Практически для выбора сечения линии по экономической плотности тока сначала из таблиц находят $J_{\text{эк}}$, затем рассчитывают экономическое сечение по выражению

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{нб}}}{J_{\text{эк}}} \quad (6.11)$$

и округляют до стандартного сечения.

Тема 6.3. Выбор мощности трансформаторов

Как правило, на всех подстанциях предусматривается установка двух трансформаторов, мощность каждого из которых выбирается равной 0.65-0.7 от максимальной нагрузки подстанции с таким расчетом, чтобы при аварийном выходе

одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор перегружался не более чем на 40% и обеспечивал питание потребителей всех категорий. Установка трех трансформаторов обычно требует специального технико-экономического обоснования.

Применение однострансформаторных подстанций допускается для потребителей третьей категории мощностью до 10 МВА, если в сетевом районе имеется передвижной резерв, т.е. имеется возможность заменить поврежденный трансформатор в течение суток. Мощность трансформатора определяется исходя из его стопроцентной загрузки. Таким образом, номинальная мощность трансформатора $S_{номi}$, установленного на i -ой подстанции с нагрузкой в максимальном режиме $S_{нагi}$, должна удовлетворять следующим условиям.

Если на подстанции устанавливается один трансформатор,

$$S_{номi} \geq S_{нагi} \quad (6.12)$$

Если на подстанции устанавливаются два трансформатора,

$$S_{номi} \geq \frac{S_{нагi}}{K_{ав}}, \quad (6.13)$$

где $K_{ав} = 1,4$ - допустимый коэффициент перегрузки в послеаварийных режимах.

Если на подстанции устанавливаются два трехобмоточных трансформатора или два автотрансформатора, то условие выбора будет следующим:

$$S_{номi} \geq \frac{S_{ci} + S_{ни}}{K_{ав}}, \quad (6.14)$$

где S_{ci} - нагрузка на шинах среднего напряжения подстанции,

$S_{ни}$ - нагрузка на шинах низкого напряжения подстанции.

Кроме того, необходимо иметь ввиду, что у автотрансформатора номинальная мощность обмотки низкого напряжения $S_{ном·н}$ отличается от номинальной мощности автотрансформатора $S_{ном·ат}$ в α раз ($S_{ном·н} = S_{ном·ат} \cdot \alpha$). Поэтому условие (6.14) дополняется следующим условием:

$$S_{ном.ат} > \frac{S_{ни}}{\alpha}, \quad (6.15)$$

где α - коэффициент выгоды автотрансформатора.

Тема 6.4. Схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов

6.4.1. П-образная схема замещения линия электропередачи

В общем случае параметры линии электропередачи равномерно распределены по ее длине. Для линии сравнительно небольшой длины распределенность параметров можно не учитывать и использовать сосредоточенные параметры: активное и индуктивное сопротивление линии $r_{л}$ и $x_{л}$, активную и емкостную проводимости линии $g_{л}$ и $b_{л}$.

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше длиной до 400 км обычно представляются П-образной схемой замещения (рис. 6.3.).

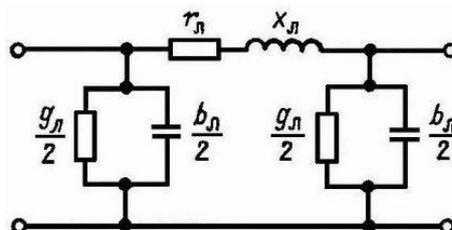


Рис. 6.3. П-образная схема замещения воздушной линии электропередачи

Активное сопротивление определяется по формуле

$$r_{л} = r_0 l, \quad (6.16)$$

где r_0 — удельное сопротивление, Ом/км, l — длина линии, км.

Активное сопротивление проводов и кабелей при частоте 50 Гц примерно равно омическому сопротивлению. При этом не учитывается явление поверхностного эффекта. Удельное сопротивление r_0 для сталеалюминевых и других проводов из цветных металлов определяется по таблицам в зависимости от сечения. Для стальных проводов нельзя пренебрегать поверхностным эффектом, для них r_0 зависит от сечения и протекающего тока и также находится по таблицам.

Реактивное сопротивление определяется следующим образом:

$$x = x_0 l, \quad (6.17)$$

где x_0 — удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Активная проводимость линии соответствует двум видам потерь активной мощности: от тока утечки через изоляторы и на корону.

Токи утечки через изоляторы малы, и потерями мощности в изоляторах можно пренебречь. В воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше при определенных условиях напряженность электрического поля на поверхности провода возрастает и становится больше критической. Воздух вокруг провода интенсивно ионизируется, образуя свечение — корону. Короне соответствуют потери активной мощности. Наиболее радикальным средством снижения потерь мощности на корону является увеличение диаметра провода. В связи с этим задаются наименьшие допустимые сечения по короне: для ЛЭП 110 кВ — 70 мм²; 220 кВ — 240 мм².

При расчете установившихся режимов сетей до 220 кВ активная проводимость не учитывается (рис.6.4,а.). В сетях с $U_{ном} \geq 330$ кВ при расчете режимов необходимо учитывать потери на корону. Обычно при этом учитываются различные виды зависимости потерь на корону от напряжения.

Емкостная проводимость линии $b_{л}$ обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод — земля и определяется следующим образом:

$$b_{л} = b_0 l, \quad (6.18)$$

где b_0 — удельная емкостная проводимость, См/км, которая может быть определена по справочным таблицам или по следующей формуле:

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{ср}}{r_{гп}}}. \quad (6.19)$$

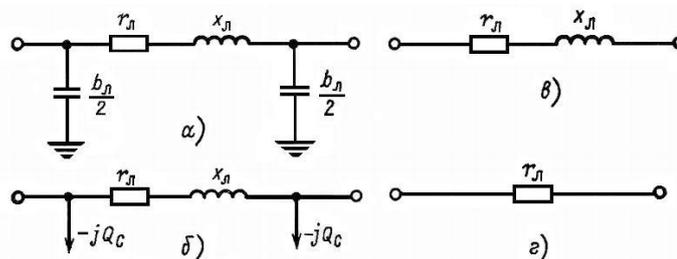


Рис.6.4. Схемы замещения линий электропередачи:

а, б — воздушная линия 110–220 кВ с емкостной проводимостью и с реактивной мощностью, генерируемой емкостью линий; в — воздушная линия $U_{ном} \leq 35$ кВ; г — кабельная линия $U_{ном} \leq 10$ кВ

6.4.2. Г-образная схемы замещения двухобмоточного трансформатора

Двухобмоточный трансформатор (рис.6.5,а) можно представить в виде Г-образной схемы замещения (рис.6.5,б).

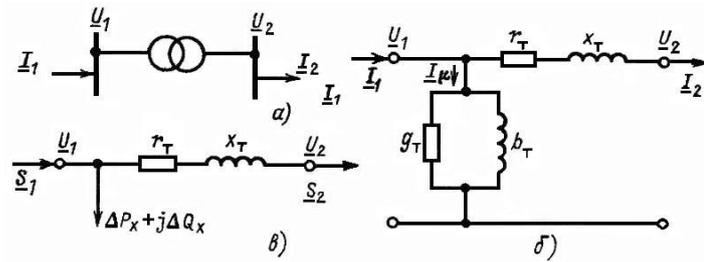


Рис. 6.5. Двухобмоточный трансформатор:
а – условное обозначение; б – Г-образная схема замещения;
в – упрощенная схема замещения

Продольная часть схемы замещения содержит r_T и x_T — активное и реактивное сопротивления трансформатора. Эти сопротивления равны сумме соответственно активных и реактивных сопротивлений первичной и приведенной к ней вторичной обмоток. В такой схеме замещения отсутствует трансформация, т. е. отсутствует идеальный трансформатор, но сопротивление вторичной обмотки приводится к первичной. При этом приведении сопротивление вторичной обмотки умножается на квадрат коэффициента трансформации.

Если сети, связанные трансформатором, рассматриваются совместно, причем параметры сетей не приводятся к одному базисному напряжению, то в схеме замещения трансформатора учитывается идеальный трансформатор.

Поперечная ветвь схемы (ветвь намагничивания) состоит из активной и реактивной проводимостей g_T и b_T . Активная проводимость соответствует потерям активной мощности в стали трансформатора от тока намагничивания I_μ (рис. 6.5,б). Реактивная проводимость определяется магнитным потоком взаимоиндукции в обмотках трансформатора. В расчетах электрических сетей двухобмоточные трансформаторы при $U_{в.ном} \leq 220$ кВ представляют упрощенной схемой замещения (рис.6.5,в). В этой схеме вместо ветви намагничивания учитываются в виде дополнительной нагрузки потери мощности в стали трансформатора или потери холостого хода $\Delta P_x + j\Delta Q_x$.

Тема 6.4.3. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Во многих случаях на подстанции нужны три номинальных напряжения — высшее U_B , среднее U_C и низшее U_H . Для этого можно было бы использовать два двухобмоточных трансформатора (рис.6.6,а). Однако экономичнее применять один трехобмоточный трансформатор (рис.6.6,б), все три обмотки которого имеют магнитную связь (рис.6.6,а). Еще более экономично применение трехобмоточных автотрансформаторов, условное обозначение которых в схемах электрических сетей приведено на рис.6.6,в.

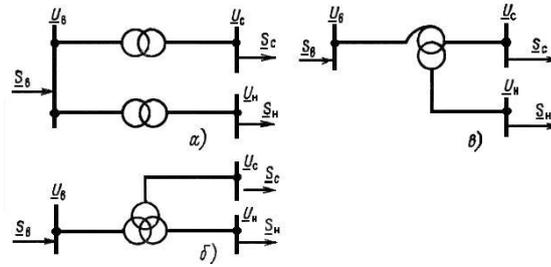


Рис.6.6. Схемы подстанции с тремя номинальными напряжениями: а – два двухобмоточных трансформатора; б – трехобмоточный трансформатор; в – автотрансформатор

Тема 6.5. Расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении источника питания методом «в два этапа»

В подавляющем большинстве случаев, при расчёте режимов известными являются следующие величины: $\dot{U}_1, \dot{S}_2, R, X$ и B . Соответственно необходимо определить величины мощности в начале линии \dot{S}_1 и напряжения в конце \dot{U}_2 . В этом случае расчет производится методом “в два этапа”.

На первом этапе напряжение в конце линии принимается равным номинальному, т.е. $\dot{U}_2 = \dot{U}_H$. При этом необходимо определить \dot{S}' (рис.6.7).

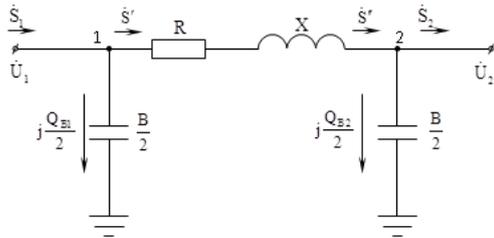


Рис.6.7. Параметры схемы замещения для расчета режима.

Зарядная мощность в конце линии равна:

$$j \frac{Q_{B2}}{2} = j \cdot \dot{U}_H^2 \cdot \frac{B}{2} \quad (6.20)$$

Поток мощности перед узлом 2:

$$\dot{S}'' = \dot{S}_2 - j \frac{Q_{B2}}{2} \quad (6.21)$$

Поток мощности после узла 1:

$$\dot{S}' = \dot{S}'' + \Delta \dot{S} = \dot{S}'' + \frac{S''^2}{U_H^2} \cdot \left(R + j \cdot X \right) \quad (6.22)$$

На втором этапе по закону Ома определяется новое значение напряжения \dot{U}_2 через величину

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot Z = \dot{U}_1 - \frac{\dot{S}'}{U_1} \cdot \left(R + j \cdot X \right) \quad (6.23)$$

Полученную величину \dot{U}_2 необходимо подставить в выражение (6.23) и (6.20) вместо \dot{U}_H . При этом подстановка и расчет \dot{U}_2 производится до тех пор, пока его величина не перестанет изменяться в пределах заданной погрешности.

Таким образом, основным недостатком метода расчёта “в два этапа” в форме мощностей является то, что результаты итерационного расчёта определяются с некоторой погрешностью. Это обусловлено тем, что на первом этапе в качестве исходного приближения используется номинальное напряжение вместо реального.

Тема 6.6. Регулирование напряжения на подстанциях

Рассмотрим однолинейную схему трансформатора с ПБВ (рис. 6.8), на которой имеются 5 регулировочных ответвлений. При подключении трансформатора через основное ответвление коэффициент трансформации соответствует номинальному.

Для увеличения напряжения на низкой стороне необходимо перейти на ответвление с меньшим количеством витков, при этом коэффициент трансформации будет уменьшен, а напряжение на низкой стороне увеличится.

Диапазон регулирования напряжения трансформаторов с ПБВ составляет $\pm 2 \times 2.5\%$ (± 5). В настоящее время большинство силовых трансформаторов с напряжениями 6÷10кВ на высокой стороне выпускаются с устройством ПБВ.

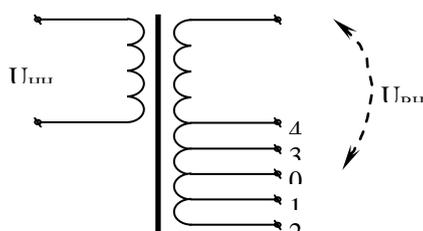


Рис.6.8. Принципиальная электрическая схема трансформатора с ПБВ.

Однако в большинстве системообразующих и распределительных сетей высокого напряжения использование трансформаторов с ПБВ не представляется возможным, поскольку одним из важнейших требований, предъявляемых к этим сетям, является бесперебойность, а переключатели ПБВ требуют обязательного отключения нагрузки при переключении ответвлений. Для решения данной проблемы и был разработан переключатель РПН. Существует много вариантов схем РПН, но для пояснения принципа работы рассмотрим упрощенную схему переключателя (рис.6.9).

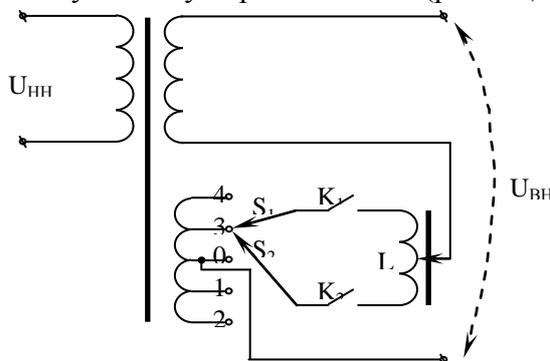


Рис.6.9. Упрощенная принципиальная электрическая схема трансформатора с РПН.

Обмотка высокого напряжения трансформатора с РПН содержит две части: регулируемую и нерегулируемую. На регулируемой части имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 0 – 4. Переключатель РПН имеет также подвижные контакты S_1 и S_2 , контакторы K_1 и K_2 , а также двоярный реактор LR.

Для перехода на другое ответвление переключатель РПН осуществляет следующие действия:

- отключается контактор K_1 ;
- подвижный контакт S_1 переводится на соседнее ответвление;
- замыкается контактор K_1 , при этом через реактор LR протекают уравнивающие токи, величина которых незначительна, поскольку реактор обладает большой индуктивностью;
- отключается контактор K_2 ;

- подвижный контакт S_2 переводится на ответвление, куда был переведён S_1 ;
- замыкается контактор K_2 .

В нормальном режиме работы токи в плечах реактора LR создают одинаковые по величине, и противоположные по направлению магнитные поля, которые компенсируют друг друга, в результате чего индуктивное сопротивление реактора оказывается весьма незначительным.

Управление процессом работы переключателем РПН осуществляется системой автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ).

Диапазон регулирования напряжения большинства двухобмоточных трансформаторов с РПН составляет $\pm 9 \times 1.78\%$ ($\pm 16\%$) или $\pm 8 \times 1.5\%$ ($\pm 12\%$) в зависимости от класса напряжения.

Следует отметить, что применение РПН экономически оправдано только на мощных трансформаторах, поскольку на маломощных стоимость переключателя оказывается сопоставима со стоимостью самого трансформатора.

Существует несколько методов выбора регулировочных ответвлений, наиболее простым из которых является метод, основанный на непосредственном определении напряжения регулировочного ответвления.

Для реализации данного метода используется 3 этапа:

- Определение напряжения на низкой стороне U'_2 , приведённого к напряжению высокой стороны трансформатора U_1 .

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_{\text{ТР}} \quad (6.24)$$

где $\Delta U_{\text{ТР}}$ - потери напряжения в трансформаторе.

Величина потерь напряжения может быть определена двумя способами:

- а) через параметры схемы замещения R_T и X_T :

$$\Delta U_{\text{ТР}} = \frac{P' \cdot R_T + Q' \cdot X_T}{U_1} \quad (6.25)$$

$$P' = P_H + \Delta P_{\text{ТР}} \quad (6.26)$$

$$Q' = Q_H + \Delta Q_{\text{ТР}} \quad (6.27)$$

где P_H , Q_H - нагрузка на низкой стороне трансформатора; $\Delta P_{\text{ТР}}$ и $\Delta Q_{\text{ТР}}$ - нагрузочные потери активной и реактивной мощности в трансформаторе (потери в меди).

- б) через паспортные данные трансформатора:

$$\Delta U_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{В.НОМ}}}{100} \cdot \left(\Delta U_{\text{А\%}} \cdot \cos \varphi_H + U_{\text{Р\%}} \cdot \sin \varphi_H \right) \cdot K_3 \quad (6.28)$$

где $\Delta U_{\text{А\%}}$ и $\Delta U_{\text{Р\%}}$ - активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания; K_3 - коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta U_{\text{А\%}} = \frac{P_K}{S_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% \quad (6.29)$$

$$\Delta U_{\text{Р\%}} \approx U_{\text{К\%}} \quad (6.30)$$

$$K_3 = \frac{S_H}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (6.31)$$

$$\varphi_H = \arctg \left(\frac{Q_H}{P_H} \right) \quad (6.32)$$

где P_H , Q_H и S_H - активная, реактивная и полная мощности нагрузки трансформатора; n - количество параллельно работающих трансформаторов.

- Определение желаемого напряжения на высокой стороне:

$$U_{В.Ж.} = U_1 - \Delta U_{ТР} \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{2.Ж.}} \quad (6.33)$$

где: $U_{Н.НОМ}$ - номинальное напряжение трансформатора на низкой стороне; $U_{2.Ж.}$ - желаемое напряжение на низкой стороне.

В зависимости от режима работы электрической сети рекомендуется применять $U_{2.Ж.} = 1,05 \cdot U_{НОМ.СЕТИ}$ и $U_{2.Ж.} = 0,98 \cdot U_{НОМ.СЕТИ}$ для максимального и минимального режимов соответственно.

- Выбор номинального напряжения регулировочного ответвления, ближайшего к $U_{В.Ж.}$:
Напряжение ступени регулирования:

$$\Delta U_{СТ} = \frac{\Delta U_{СТ\%}}{100} \cdot U_{В.НОМ} \quad (6.34)$$

где: $\Delta U_{СТ\%}$ - напряжение ступени регулирования в процентах от номинального (в зависимости от типа трансформатора 1,5% или 1,78%).

Номер ответвления, соответствующего желаемому напряжению:

$$n = \frac{U_{В.Ж.} - U_{В.НОМ}}{\Delta U_{СТ}} \quad (6.35)$$

Полученное значение n необходимо округлить до ближайшего целого, с учётом предельного значения n , определяемого конструкцией переключателя РПН (± 8 или ± 9).

Напряжение регулировочного ответвления:

$$U_{ОТ} = U_{В.НОМ} \pm n \cdot \Delta U_{СТ} \quad (6.36)$$

Правильность выбора знака в (6.15) проверяется выполнением условия $U_{ОТ} = U_{В.Ж.}$

- Определение действительного напряжения на выходе трансформатора:

$$U_{2.Д.} = U_1 - \Delta U_{ТР} \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{ОТ}} \quad (6.37)$$

В подавляющем большинстве случаев выбор ответвлений трансформаторов с РПН необходимо выполнять для максимальных и минимальных режимов работы сети.

4.3. Лабораторные работы

Учебным планом не предусмотрено

4.4. Практические занятия

<i>№ п/п</i>	<i>Номер раздела дисциплины</i>	<i>Наименование тем практических занятий</i>	<i>Объем (час.)</i>	<i>Вид занятия в интерактивной, активной, инновационной формах (час.)</i>
1	2.	Выбор параметров установки поперечной компенсации	2	разбор конкретных ситуаций (1 час.)
2	2.	Расчет потерь напряжения в ЛЭП	2	-
3	5.	Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП	2	-
4	5.	Расчет потерь мощности и энергии в трансформаторах	2	-

5	6.	Выбор номинального напряжения и сечения проводов ЛЭП	4	разбор конкретных ситуаций (1 час.)
6	6.	Схема замещения ЛЭП и расчет ее параметров	4	разбор конкретных ситуаций (1 час.)
7	6.	Схема замещения трансформатора и расчет ее параметров	5	-
8	6.	Расчет режима работы электрической сети	9	-
9	6.	Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов	4	разбор конкретных ситуаций (1 час.)
ИТОГО			34	4

4.5. Контрольные мероприятия: контрольная работа

Цель: освоить основные методы расчета электрических сетей.

Структура: каждое индивидуальное задание предполагает выполнение студентом следующих разделов:

1. Выбрать сечения проводов линий электропередачи.
2. Выбрать мощность трансформаторов на подстанциях.
3. Составить расчетную схему замещения электрической сети и рассчитать ее параметры – сопротивления и проводимости линий и трансформаторов.
4. Рассчитать режим работы электрической сети при максимальных нагрузках.
5. Выбрать регулировочные ответвления трансформаторов.
6. Выбрать мощность батареи конденсаторов поперечной компенсации в соответствии с действующими рекомендациями.

Основная тематика: для электрической сети, содержащей две подстанции, необходимо выполнить расчет и оптимизацию режима максимальных нагрузок.

Рекомендуемый объем: Пояснительная записка объемом 10 - 15 страниц должна содержать титульный лист, задание, описание выполняемых действий по каждому разделу и полученные результаты.

Выдача задания, защита контрольной работы проводится в соответствии с календарным учебным графиком.

Оценка	Критерии оценки контрольной работы
зачтено	Во время защиты контрольной работы студент демонстрирует знание основных определений и продемонстрировал умение использовать методы расчета электрических сетей, владение достаточным уровнем понимания материала, и способностью самостоятельно высказать мысль на научно-техническом языке.
не зачтено	Во время защиты контрольной работы студент показал слабое понимание теоретического материала и навыков владения практическими приемами расчета электрических сетей.

5. МАТРИЦА СООТНЕСЕНИЯ РАЗДЕЛОВ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ К ФОРМИРУЕМЫМ В НИХ КОМПЕТЕНЦИЯМ И ОЦЕНКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

<i>№, наименование разделов дисциплины</i>	<i>Кол-во часов</i>	<i>Компетенции</i>		<i>Σ комп.</i>	<i>t_{ср}, час</i>	<i>Вид учебных занятий</i>	<i>Оценка результатов</i>
		<i>ОПК</i>	<i>ПК</i>				
		2	13				
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Интеллектуальное здание	11	+	+	2	5,5	Лк, СРС	зачет
2. Электроснабжение интеллектуального здания	16	+	+	2	8	Лк, ПЗ, СРС	зачет
3. Система бесперебойного электроснабжения	13	+	+	2	6,5	Лк, СРС	зачет
4. Система гарантированного электроснабжения	11	+	+	2	5,5	Лк, СРС	зачет
5. Система общего электроснабжения	15	+	+	2	7,5	Лк, ПЗ, СРС	зачет
6. Система внешнего электроснабжения	42	+	+	2	21	Лк, ПЗ, СРС	зачет, кр
<i>всего часов</i>	108	54	54	2	54		

6. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

1. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для вузов / Б. И. Кудрин. - 2-е изд. - Москва : Интернет Инжиниринг, 2006. - 672 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей: справочное издание / Под ред. Д. Л. Файбисовича. - Москва: НИЦ ЭНАС, 2006. - 320 с.

7. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

№	Наименование издания	Вид занятия (Лк, ЛР, ПЗ, КП)	Количество экземпляров в библиотеке, шт.	Обеспеченность, (экз./ чел.)
1	2	3	4	5
Основная литература				
1.	Струмяляк, А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие / А.В. Струмяляк. – Братск: БрГУ, 2014. – 186 с.	Лк	73	1
2.	Электропитание устройств и систем телекоммуникаций: учебное пособие / В. М. Бушуев [и др.]. - Москва : Горячая линия- Телеком, 2011. - 372 с.	Лк, ПЗ	10	0,5
Дополнительная литература				
3.	Игнатьев, И.В. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатьев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.	ПЗ, кр	139	1
4.	Абрамова, Е. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий : учебное пособие / Е. Абрамова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет». - Оренбург : ОГУ, 2012. - 106 с. ; То же [Электронный ресурс]. - URL: http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=259181 (02.03.2018).	кр	1(ЭУ)	1
5.	Гейтенко, Е. Н. Источники вторичного электропитания. Схемотехника и расчет : учебное пособие для вузов / Е.Н.Гейтенко. - Москва : Солон-Пресс, 2008. - 448 с. - (Библиотека инженера).	Лк	30	1
6.	Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатьев, А. В. Струмяляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 82 с.	ПЗ	112	1

8. ПЕРЕЧЕНЬ РЕСУРСОВ ИНФОРМАЦИОННО - ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ИНТЕРНЕТ» НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

1. Электронный каталог библиотеки БрГУ http://irbis.brstu.ru/CGI/irbis64r_15/cgiirbis_64.exe?LNG=&C21COM=F&I21DBN=BOOK&P21DBN=BOOK&S21CNR=&Z21ID=.
2. Электронная библиотека БрГУ <http://ecat.brstu.ru/catalog> .
3. Электронно-библиотечная система «Университетская библиотека online» <http://biblioclub.ru> .
4. Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань» <http://e.lanbook.com> .
5. Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам" <http://window.edu.ru> .
6. Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU <http://elibrary.ru> .
7. Университетская информационная система РОССИЯ (УИС РОССИЯ) <https://uisrussia.msu.ru/> .
8. Национальная электронная библиотека НЭБ <http://xn--90ax2c.xn--plai/how-to-search/>

9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ

9.1. Методические указания для обучающихся по выполнению практическим работам

Практическое занятие №1 Выбор параметров установки поперечной компенсации

Цель занятия:

Приобрести навыки выбора мощности конденсаторной батареи.

Задание:

Задача 1.1.

Подстанция, находящаяся на расстоянии 3 км от главной понижающей подстанции, питается по воздушной линии 10 кВ, выполненной проводом А 70. Передаваемая по линии мощность равна $(960 + j840)$ кВА. Определить мощность конденсаторной батареи, которую необходимо установить на подстанции, чтобы потери напряжения в сети снизились на 0,8 % от $U_{ном}$.

Определить потери напряжения в линии до и после установки конденсаторной батареи.

Удельные параметры провода А 70: $r_0 = 0,45$ Ом/км, $x_0 = 0,327$ Ом/км.

Пример решения.

Активное и индуктивное сопротивления линии:

$$R_l = r_0 \cdot l = 0,45 \cdot 3 = 1,35 \text{ Ом}$$

$$X_l = x_0 \cdot l = 0,327 \cdot 3 = 0,981 \text{ Ом}$$

Мощность конденсаторной батареи:

$$Q_k = \frac{\Delta U \cdot U_{ном}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot X_l} = \frac{0,8 \cdot 10^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 0,981} = 815 \text{ квар}$$

Потеря напряжения до установки батареи:

$$\Delta U = \frac{PR_l + QX_l}{U_{ном}} = \frac{960 \cdot 1,35 + 840 \cdot 0,981}{10} = 212 \text{ В}$$

Потеря напряжения после установки батареи:

$$\Delta U = \frac{PR_l + (Q - Q_k)X_l}{U_{ном}} = \frac{960 \cdot 1,35 + (840 - 815) \cdot 0,981}{10} = 132 \text{ В}$$

Форма отчетности:

Отчет не предусмотрен.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в шестом разделе данной дисциплины.

Основная литература

1. Электропитание устройств и систем телекоммуникаций: учебное пособие / В. М. Бушуев [и др.]. - Москва : Горячая линия - Телеком, 2011. - 372 с.

Дополнительная литература

2. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатьев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.
3. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатьев, А. В. Струмяляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 82 с.

Практическое занятие № 2

Расчет потерь напряжения в ЛЭП

Цель занятия:

Приобрести навыки расчета потерь и падения напряжения в линиях электропередачи.

Задание:

Задача 2.1.

Определить продольную и поперечную составляющие падения напряжения, напряжение в конце линии, питающей нагрузку, мощность которой $(9600+j7200)$ кВА.

Длина линии 120 км, выполнена она проводом АС-120, напряжение в начале линии равно 115 кВ. Удельное активное сопротивление провода АС-120 $r_0 = 0,21$ Ом/км, удельное индуктивное сопротивление $x_0 = 0,42$ Ом/км

Пример решения.

Продольная составляющая падения напряжения:

$$\Delta U = \frac{Pr_0 + Qx_0}{U_1} l = \frac{9600 \cdot 0,21 + 7200 \cdot 0,42}{115} 120 = 5259 \text{ В}$$

Поперечная составляющая падения напряжения:

$$\delta U = \frac{Px_0 - Qr_0}{U_1} l = \frac{9600 \cdot 0,42 - 7200 \cdot 0,21}{115} 120 = 2629 \text{ В}$$

Напряжение в конце линии:

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U)^2 + (\delta U)^2} =$$

$$\sqrt{(115 - 5,26)^2 + 2,63^2} = 109,8 \text{ кВ}$$

Форма отчетности:

Отчет не предусмотрен.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в четвертом разделе данной дисциплины.

Основная литература

1. Электропитание устройств и систем телекоммуникаций: учебное пособие / В. М. Бушуев [и др.]. - Москва : Горячая линия - Телеком, 2011. - 372 с.

Дополнительная литература

2. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатьев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.
3. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатьев, А. В. Струмяляк. -

Практическое занятие № 3
Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП

Цель занятия:

Приобрести навыки расчета потерь активной и реактивной мощности, активной энергии методом максимальных потерь в линиях электропередачи.

Задание:

Задача 3.1.

Завод, потребляющий мощность $(40+j30)$ МВА, питается по линии электропередачи напряжением 220 кВ длиной 180 км, выполненной проводом АС 240.

Напряжение на конце линии при максимальной нагрузке равно 215 кВ.

Определить потери мощности в линии.

Активное сопротивление провода АС240 $r_0 = 0,13$ Ом/км, индуктивное сопротивление $x_0 = 0,43$ Ом/км, реактивная проводимость $b_0 = 2,66 \cdot 10^{-6}$ См/км, удельные потери на корону $\Delta P_{кор,0} = 2,7$ кВт/км.

Пример решения.

$$R_{\Delta} = r_0 \cdot l = 0,13 \cdot 180 = 23,4 \text{ Ом}$$

$$X_{\Delta} = x_0 \cdot l = 0,43 \cdot 180 = 77,4 \text{ Ом}$$

Мощность, генерируемая линией:

$$Q_B = U^2 \cdot b_0 \cdot l = 215^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 180 = 22 \text{ Мвар}$$

Потери мощности на корону

$$\Delta P_{кор} = \Delta P_{кор,0} \cdot l = 2,7 \cdot 180 = 486 \text{ кВт} = 0,486 \text{ МВт}$$

Нагрузка на конце линии, учитывая, что в схеме замещения половина активной и реактивной проводимости включены в конце линии

$$S = P_2 + jQ_2 + 0,5(\Delta P_{кор} - jQB) =$$

$$40 + j30 + 0,5(0,486 - j22) = 40,243 + j19 \text{ МВА}$$

Потери мощности в линии:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{\Delta} = \frac{40,243^2 + 19^2}{215^2} \cdot 23,4 = 1 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_{\Delta} = \frac{40,243^2 + 19^2}{215^2} \cdot 77,4 = 3,3 \text{ Мвар}$$

Задача 5.2.

Определить потери активной мощности и энергии в линии 35 кВ, выполненной проводом АС-70 длиной 30 км. Линия питает завод, потребляющий максимальную мощность 4200 кВт при $\cos\phi=0,9$. Годовое потребление электроэнергии составляет 26400 МВт·ч. Удельное активное сопротивление провода АС 70 $r_0=0,42$ Ом/км.

Пример решения.

Найдем время использования максимальной нагрузки

$$W_e = P_{\max} \cdot T_{\max}$$

$$T_{\max} = \frac{26400 \cdot 10^3}{4200} = 6286 \text{ ч}$$

Время максимальных потерь:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4962 \text{ ч}$$

Активное сопротивление линии:

$$R_{\Delta} = r_0 \cdot l = 0,42 \cdot 30 = 12,6 \text{ Ом}$$

Полная мощность нагрузки:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{4,2}{0,9} = 4,67 \text{ МВА}$$

Потери мощности:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} \cdot R_{\Sigma} = \frac{4,67^2}{35^2} \cdot 12,6 = 0,224 \text{ МВт}$$

Потери энергии:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta P \cdot \tau = 0,224 \cdot 4962 = 1113 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Форма отчетности:

Отчет не предусмотрен.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в четвертом разделе данной дисциплины.

Основная литература

1. Электропитание устройств и систем телекоммуникаций: учебное пособие / В. М. Бушуев [и др.]. - Москва : Горячая линия - Телеком, 2011. - 372 с.

Дополнительная литература

2. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатьев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.
3. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатьев, А. В. Струмяляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 82 с.

Практическое занятие № 4

Расчет потерь мощности и энергии в трансформаторах

Цель занятия:

Приобрести навыки расчета потерь активной и реактивной мощности, активной энергии методом максимальных потерь в трансформаторах.

Задание:

Задача 4.1.

На главной понижающей подстанции завода установлены два трансформатора ТДН 16000/110. Максимальная мощность, потребляемая заводом, равна 25 МВА.

Паспортные данные трансформатора: $\Delta P_k = 85 \text{ кВт}$, $\Delta P_x = 21 \text{ кВт}$, $U_k = 10,5 \%$, $I_x = 0,85 \%$. Время максимальных потерь $\tau = 3000 \text{ ч}$.

Определить потери активной и реактивной мощности в трансформаторах, а также потери активной энергии за год.

Пример решения.

Потери активной мощности:

$$\Delta P_m = \frac{\Delta P_k \cdot S^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x = \frac{85 \cdot 25000^2}{2 \cdot 16000^2} + 2 \cdot 21 = 145 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_m = \frac{U_k \cdot S^2}{n100 \cdot S_{ном}} + \frac{I_x \cdot S_{ном} \cdot n}{100} =$$

$$\frac{10,5 \cdot 25000^2}{2 \cdot 100 \cdot 16000} + \frac{0,85 \cdot 16000 \cdot 2}{100} = 2322 \text{ квар}$$

Потери энергии:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_k \cdot S^2}{n \cdot S_{ном}^2} \cdot \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 = 679000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Форма отчетности:

Отчет не предусмотрен.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в четвертом разделе данной дисциплины.

Основная литература

1. Электропитание устройств и систем телекоммуникаций: учебное пособие / В. М. Бушуев [и др.]. - Москва : Горячая линия - Телеком, 2011. - 372 с.

Дополнительная литература

2. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатьев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.
3. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатьев, А. В. Струмеляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 82 с.

Практическое занятие № 5

Выбор номинального напряжения и сечения проводов ЛЭП

Цель занятия:

Приобрести навыки выбора номинального напряжения и сечения проводов линий электропередачи

Задание:

Задача 5.1.

Промышленное предприятие предполагается питать от районной подстанции, имеющей напряжения 220, 110 кВ и расположенной на расстоянии 80 км. Максимальная активная нагрузка предприятия 102 МВт. Коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,85$. Время использования максимальной нагрузки составляет 4800 ч.

Определить целесообразное напряжение электропередачи и сечение провода.

Пример решения.

$$U = 4,34 \sqrt{l + 16P} = 4,34 \sqrt{80 + 16 \cdot 102} = 179 \text{ кВ}$$

Следовательно, целесообразно использовать напряжение 220 кВ.

$$\text{Ток в линии} \quad I = \frac{S}{\sqrt{3}U}, \quad S = \frac{P}{\cos \varphi}, \quad \text{тогда} \quad I = \frac{102 \cdot 10^3}{0,85 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 315 \text{ А}$$

$$F = \frac{I}{j\varepsilon} = \frac{315}{1} = 315 \text{ мм}^2$$

Ближайшее большее стандартное сечение провода 400 мм². Принимаем провод АС 400.

Форма отчетности:

Отчет не предусмотрен.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в первом разделе данной дисциплины.

Основная литература

1. Электропитание устройств и систем телекоммуникаций: учебное пособие / В. М. Бушуев [и др.]. - Москва : Горячая линия - Телеком, 2011. - 372 с.

Дополнительная литература

2. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатьев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.
3. Игнатьев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатьев, А. В. Струмеляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 82 с.

Практическое занятие № 6 Схема замещения ЛЭП и расчет ее параметров

Цель занятия:

Приобрести навыки расчета параметров схем замещения линий электропередачи различных номинальных напряжений.

Задание:

Задача 6.1.

Нарисовать схему замещения и определить ее параметры для линии электропередачи 110 кВ, выполненной проводом АС-70 длиной 40 км. Подвеска проводов горизонтальная, расстояние между проводами 4 м.

Удельное сопротивление алюминия $31,5 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$.

Диаметр провода АС-70 $d_{\text{пр}} = 11,4 \text{ мм}$.

Пример решения.

Удельное активное сопротивление:

$$r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{31,5}{70} = 0,45 \text{ Ом/км}$$

Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l = 0,45 \cdot 40 = 18 \text{ Ом}$$

Среднегеометрическое расстояние между проводами:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} = \sqrt[3]{4 \cdot 4 \cdot 8} = 5,04 \text{ м}$$

Удельное индуктивное сопротивление:

$$X_0 = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} + 0,016 = 0,44 \text{ Ом/км}$$

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{л}} = X_0 \cdot l = 0,44 \cdot 40 = 17,6 \text{ Ом}$$

Удельная емкостная проводимость:

$$\epsilon_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{5,04}{0,0057}} = 2,57 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

Реактивная проводимость линии:

$$B_{\text{л}} = \epsilon_0 \cdot l = 2,57 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 1,02 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

Форма отчетности:

Отчет не предусмотрен.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в третьем разделе данной дисциплины.

Основная литература

1. Электропитание устройств и систем телекоммуникаций: учебное пособие / В. М. Бушуев [и др.]. - Москва : Горячая линия - Телеком, 2011. - 372 с.

Дополнительная литература

2. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатъев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.
3. Игнатъев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатъев, А. В. Струмеляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 82 с.

Практическое занятие № 7

Схема замещения трансформатора и расчет ее параметров

Цель занятия:

Приобрести навыки расчета параметров схем замещения двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов.

Задание:

Задача 7.1.

Нарисовать схему замещения и определить ее параметры для трансформатора типа ТДЦН – 63000/230. Паспортные данные трансформатора : $U_{ном}=230$ кВ, $\Delta P_x=82$ кВт, $\Delta P_k=300$ кВт, $I_x = 0,8 \%$, $U_k = 12 \%$.

Пример решения.

Активное сопротивление обмоток:

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2 \cdot 10^3}{S_{ном}^2} = \frac{300 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{63000^2} = 4 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление обмоток:

$$X_m = \frac{U_k \cdot U_{ном}^2 \cdot 10^3}{100 S_{ном}} = \frac{12 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 63000} = 100 \text{ Ом}$$

Активная проводимость трансформатора:

$$g_m = \frac{\Delta P_x \cdot 10^{-3}}{U_{ном}^2} = \frac{82 \cdot 10^{-3}}{230^2} = 1,55 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Реактивная проводимость:

$$b_m = \frac{I_x S_{ном} \cdot 10^{-3}}{100 U_{ном}^2} = \frac{0,8 \cdot 63000 \cdot 10^{-3}}{100 \cdot 230^2} = 9,53 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Форма отчетности:

Отчет не предусмотрен.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в третьем разделе данной дисциплины.

Основная литература

1. Электропитание устройств и систем телекоммуникаций: учебное пособие / В. М. Бушуев [и др.]. - Москва : Горячая линия - Телеком, 2011. - 372 с.

Дополнительная литература

2. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатъев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.
3. Игнатъев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатъев, А. В. Струмяляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 82 с.

Практическое занятие № 8

Расчет режима работы электрической сети

Цель занятия:

Приобрести навыки расчета режима работы методом «в два этапа».

Задание:

Задача 8.1.

Рассчитаем рабочие режимы линий питающей сети, схема которой изображена на рис.8.1,а. Мощности нагрузок на стороне ВН трансформаторов

$$\underline{S}_2 = 22,13 + j18,35 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad \underline{S}_3 = 17,11 + j14,45 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_4 = 41,21 + j34,72 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

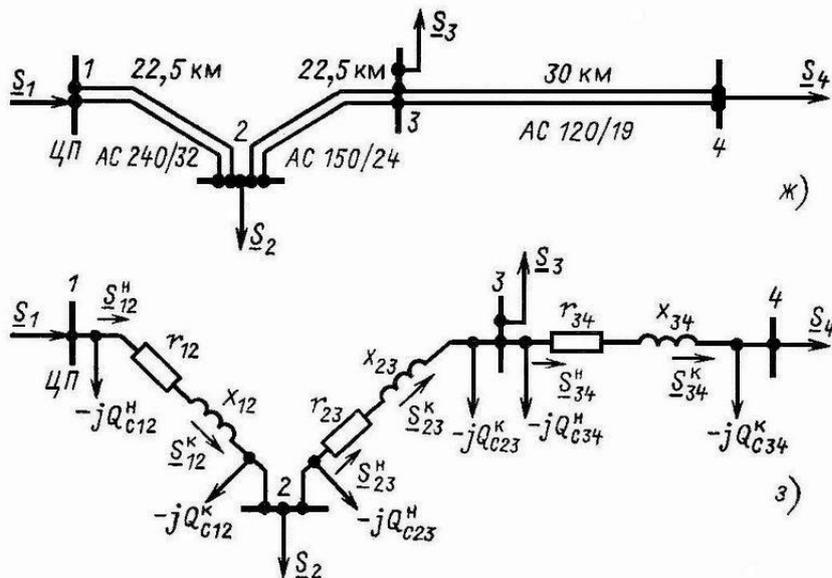


Рис. 8.1, а, б. Расчет режима разомкнутой питающей сети:
а – схема сети из трех линий; б – схема замещения сети из трех линий

Длины линий и марки использованных проводов указаны на схеме. Напряжение в ЦП поддерживается равным 117,7 кВ. Удельные сопротивления проводов АС 240/32, АС 150/24, АС 120/19, удельные емкостные проводимости и активные и реактивные сопротивления и проводимости двухцепных линий:

$$r_{12} = 0,5 \cdot 0,12 \cdot 22,5 = 1,35 \text{ Ом}; \quad x_{12} = 0,5 \cdot 0,405 \cdot 22,5 = 4,56 \text{ Ом};$$

$$b_{12} = 2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 22,5 = 1,26 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

$$r_{12} = 0,5 \cdot 0,198 \cdot 22,5 = 2,23 \text{ Ом}; \quad x_{12} = 0,5 \cdot 0,42 \cdot 22,5 = 4,72 \text{ Ом};$$

$$b_{12} = 2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 22,5 = 1,22 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

$$r_{12} = 0,5 \cdot 0,249 \cdot 30 = 3,74 \text{ Ом}; \quad x_{12} = 0,5 \cdot 0,427 \cdot 30 = 6,4 \text{ Ом};$$

$$b_{12} = 2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 1,6 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Составим схему замещения линии (рис.8.1, б). Поскольку в местах подключения нагрузок напряжения неизвестны, а известно напряжение в начале линии, расчет проведем в два этапа.

Пример решения.

Составим схему замещения линии (рис.8.1, б). Поскольку в местах подключения нагрузок напряжения неизвестны, а известно напряжение в начале линии, расчет проведем в два этапа.

1-й этап. Емкостные мощности, потери и потоки мощности определим по номинальному напряжению. Реактивная мощность, генерируемая линией 34,

$$Q_{C34} = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b_{34} = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 1,6 \cdot 10^{-4} = 0,97 \text{ Мвар.}$$

Мощность в конце линии 34

$$\underline{S}_{34}^K = \underline{S}_4 - jQ_{C34} = 41,21 + j34,72 - j0,97 = 41,21 + j33,75 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Потери мощности в линии 34 определяются по выражению :

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{34} &= \frac{P_{34}^K + Q_{34}^K}{U_{\text{ном}}^2} (r_{34} + jx_{34}) = \\ &= \frac{41,21^2 + 33,75^2}{110^2} (3,74 + j6,4) = 0,88 + j1,5 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \end{aligned}$$

Мощность в начале линии 34

$$\underline{S}_{34}^H = \underline{S}_{34}^K + \Delta \underline{S}_{34} = 41,21 + j33,75 + 0,88 + j1,5 = 42,09 + j35,25 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Аналогично проведем расчеты для линий 23 и 12:

$$Q_{C23} = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 1,22 \cdot 10^{-4} = 0,74 \text{ Мвар};$$

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{34}^H - jQ_{C34}^H + \underline{S}_3 - jQ_{C23}^K = 42,09 + j35,25 - j0,97 + 17,11 + j14,45 - j0,74 = 59,2 + j48 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{23} = \frac{P_{23}^K + Q_{23}^K}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{23} + jx_{23}) = \frac{59,2^2 + 48^2}{110^2} (2,23 + j4,72) = 1,07 + j2,27 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23} = 59,2 + j48 + 1,07 + j2,27 = 60,27 + j50,27 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$Q_{C12} = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 1,264 \cdot 10^{-4} = 0,76 \text{ Мвар};$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^H - jQ_{C23}^H + \underline{S}_2 - jQ_{C12}^K = 60,27 + j50,27 - j0,74 + 22,13 + j18,35 - j0,76 = 82,4 + j67,12 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{P_{12}^K + Q_{12}^K}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{12} + jx_{12}) = \frac{82,4^2 + 67,12^2}{110^2} (1,35 + j4,56) = 1,26 + j4,26 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = 82,4 + j67,12 + 1,26 + j4,25 = 83,66 + j71,37 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Мощность, текущая с шин ЦП в линию 12,

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{12}^H - jQ_{C12} = 83,66 + j71,37 - j0,76 = 83,66 + j70,61 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

2-й этап. Определим напряжения в узлах.

Напряжение \underline{U}_2 :

$$\Delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H + Q_{12}^H x_{12}}{U_1} = \frac{83,66 \cdot 1,35 + 71,37 \cdot 4,56}{117,7} = 3,72 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H + Q_{12}^H r_{12}}{U_1} = \frac{83,66 \cdot 4,56 - 71,37 \cdot 1,35}{117,7} = 2,42 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta U_{12}^H - j\delta U_{12}^H = 117,7 - 3,72 - j2,42 \approx 114 - j2,42 \text{ кВ}.$$

Определим модуль напряжения:

$$U_2 = \sqrt{114^2 + 2,42^2} = 114 \text{ кВ}.$$

В сетях с напряжением 110 кВ и ниже поперечной составляющей падения напряжения можно пренебречь. Ее учет заметно не сказывается на точности расчета режима сети. Так, в рассматриваемом примере, если учесть только продольную составляющую падения напряжения, напряжение в узле 2 будет

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12}^H = 117,7 - 3,72 \approx 114 \text{ кВ},$$

т. е. ошибка в определении U_2 не превышает погрешности округления. В дальнейшем поперечной составляющей падения напряжения пренебрегаем.

Определим напряжения в узлах 3, 4:

$$\Delta U_{23}^H = \frac{P_{23}^H r_{23} + Q_{23}^H x_{23}}{U_2} = \frac{60,27 \cdot 2,23 + 50,27 \cdot 4,72}{114} = 3,26 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 114 - 3,26 \approx 110,7 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{34}^H = \frac{P_{34}^H r_{34} + Q_{34}^H x_{34}}{U_3} = \frac{42,09 \cdot 3,74 + 35,25 \cdot 6,4}{110,7} = 3,45 \text{ кВ};$$

$$U_4 = 110,7 - 3,45 \approx 107,2 \text{ кВ};$$

Форма отчетности:

Отчет не предусмотрен.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в четвертом разделе данной

дисциплины.

Основная литература

1. Электропитание устройств и систем телекоммуникаций: учебное пособие / В. М. Бушуев [и др.]. - Москва : Горячая линия - Телеком, 2011. - 372 с.

Дополнительная литература

2. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатъев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.
3. Игнатъев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатъев, А. В. Струмеляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 82 с.

Практическое занятие № 9

Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов

Цель занятия:

Приобрести навыки выбора регулировочных ответвлений трансформаторов с РПН и с ПБВ.

Задание:

Задача 9.1.

На районной подстанции установлен трансформатор ТДН 10000/110. Напряжение на первичной обмотке трансформатора при максимальной нагрузке равно 103,8 кВ, а потери напряжения в трансформаторе составляют $\Delta U_m = 4,5\%$.

Определить напряжение регулировочного ответвления, позволяющее обеспечить на вторичной стороне напряжение 10,5 кВ. Номинальное напряжение обмоток: $U_{ВН} = 115$ кВ, $U_{НН} = 11$ кВ. Диапазон регулирования: $\pm 9 \times 1,78 \%$.

Пример решения.

Потери в трансформаторе:

$$\Delta U_m = \frac{\Delta U_m}{100} \cdot U_{ВН} = \frac{4,5 \cdot 115}{100} = 5,18 \text{ кВ}$$

Желаемое напряжение регулировочного ответвления:

$$U_{ВЖ} = (U_1 - \Delta U_m) \frac{U_{НН}}{U_{НЖ}} = (103,8 - 5,18) \frac{11}{10,5} = 103,32 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{см} = \frac{1,78 \cdot 115}{100} = 2,047 \text{ кВ}$$

Количество ступеней регулирования:

$$n = \frac{U_{ВН} - U_{ВЖ}}{\Delta U_{см}} = \frac{115 - 103,32}{2,047} = 5,7 \quad n = 6$$

Стандартное напряжение регулировочного ответвления:

$$U_{от} = U_{ВН} - n \cdot \Delta U_{см} = 115 - 6 \cdot 2,047 = 102,72 \text{ кВ}$$

Напряжение на вторичной стороне при выбранном ответвлении:

$$U_H = (U_1 - \Delta U_m) \frac{U_{НН}}{U_{от}} = (103,8 - 5,18) \frac{11}{102,72} = 10,56 \text{ кВ}$$

Форма отчетности:

Отчет не предусмотрен.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Ознакомиться с теоретическим материалом, представленным в шестом разделе данной дисциплины.

Основная литература

1. Электропитание устройств и систем телекоммуникаций: учебное пособие / В. М. Бушуев [и др.]. - Москва : Горячая линия - Телеком, 2011. - 372 с.

Дополнительная литература

2. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатъев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.
3. Игнатъев, И.В. Проектирование районной электрической сети: методические указания к выполнению курсового проекта / И. В. Игнатъев, А. В. Струмеляк. - Братск: БрГУ, 2014. - 82 с.

9.2. Методические указания по выполнению контрольной работы

Контрольная работа «Расчет и оптимизация электропередачи» посвящена расчету электрической сети, содержащей две трансформаторные подстанции. Один из вариантов такой схемы представлен на рис. 9.1.

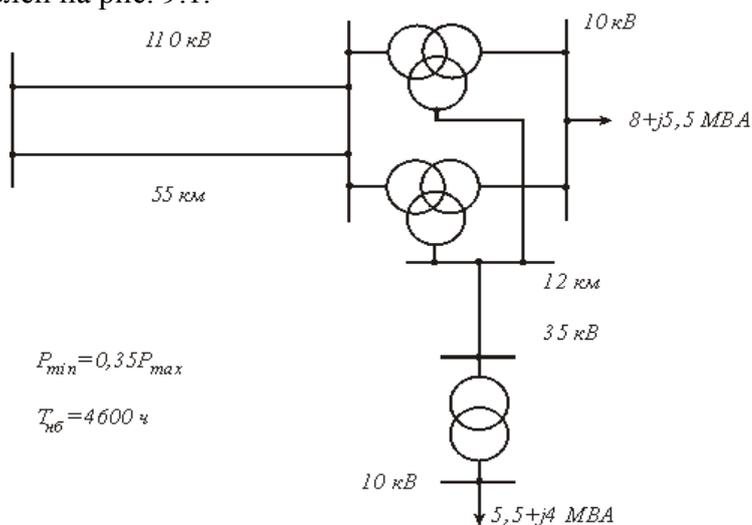


Рис. 9.1.

Задание включает в себя следующие разделы:

1. Выбрать сечения проводов линий электропередачи.
2. Выбрать мощность трансформаторов на подстанциях.
3. Составить расчетную схему замещения электрической сети и рассчитать ее параметры – сопротивления и проводимости линий и трансформаторов.
4. Рассчитать режим работы электрической сети при максимальных нагрузках.
5. Выбрать регулировочные ответвления трансформаторов.
6. Выбрать мощность батареи конденсаторов поперечной компенсации в соответствии с действующими рекомендациями.

Расчет производится каждым студентом индивидуально, по вариантам.

При выполнении контрольной работы используются теоретические сведения, представленные в первом разделе данной дисциплины.

Список литературы:

1. Электрические системы и сети: учебное пособие / И.В. Игнатъев. – Братск: ГОУ ВПО «БрГУ», 2008. – 210 с.
2. Абрамова, Е. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий : учебное пособие / Е. Абрамова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет». - Оренбург : ОГУ, 2012. - 106 с. ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=259181> (02.03.2018).

10. ПЕРЕЧЕНЬ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ

1. ОС Windows 7 Professional;
2. Microsoft Imagine Premium;
3. Microsoft Office 2007 Russian Academic OPEN No Level;
4. Антивирусное программное обеспечение Kaspersky Security;

11. ОПИСАНИЕ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ

<i>ид занятия</i>	<i>Наименование аудитории</i>	<i>Перечень основного оборудования</i>	<i>№ ПЗ, №Лк</i>
1	2	3	4
Лк	Лекционная аудитория (1218)	Меловая или маркерная доска	-
ПЗ	Лекционная аудитория (1218)	Меловая или маркерная доска	-
СР	ЧЗ 3	Оборудование 15 ПК- CPU 5000/RAM 2Gb/HDD (Монитор TFT 19 LG 1953S-SF);принтер HP LaserJet P3005	-

**ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

1. Описание фонда оценочных средств (паспорт)

№ компетенции	Элемент компетенции	Раздел	Тема	ФОС	
ОПК-2	Способность решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением инфокоммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	1. Интеллектуальное здание	1.1. Понятие интеллектуального здания	Вопросы к зачету 1-4	
			1.2. Инженерная инфраструктура		
			1.3. Технологические системы		
			1.4. Системы безопасности		
		2. Электроснабжение интеллектуального здания	2.1. Надёжность электроснабжения	Вопросы к зачету 5-8	
			2.2. Качество электроснабжения		
			2.3. Особенности электроснабжения средств информатизации и телекоммуникаций		
			2.4. Состав и основные функции системы электроснабжения		
		3. Система бесперебойного электроснабжения	3.1. Классификация источников бесперебойного питания по мощности	Вопросы к зачету 9-16	
					3.2. Типы источников бесперебойного питания и их структура
					3.3. Конструктивное исполнение ИБП
					3.4. Энергетические массивы
					3.5. Технические характеристики источников бесперебойного питания
					3.6. Системы постоянного тока
					3.7. Аккумуляторы
					3.8. Основные принципы построения систем бесперебойного электроснабжения зданий
4. Система гарантированного электроснабжения	4.1. Общие сведения о СГЭ	Вопросы к зачету 17-20			
	4.2. Дизель-генераторные установки				
	4.3. Устройства автоматического включения резерва				
	4.4. Схема системы гарантированного электроснабжения здания				

		5. Система общего электроснабжения	5.1. Организация электроснабжения зданий 5.2. Трансформаторная подстанция и трансформаторы 5.3. Схема системы общего электроснабжения	Вопросы к зачету 21-23
		6. Система внешнего электроснабжения	6.1. Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии 6.2. Выбор сечения проводов по экономической плотности тока 6.3. Выбор мощности трансформаторов 6.4. Схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов 6.5. Расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении источника питания методом «в два этапа» 6.6. Регулирование напряжения на подстанциях	Вопросы к зачету 24-29
ПК-13	Способность осуществлять подготовку типовых технических проектов на различные инфокоммуникационные объекты	1. Интеллектуальное здание	1.1. Понятие интеллектуального здания	Вопросы к зачету 1-4
			1.2. Инженерная инфраструктура	
			1.3. Технологические системы	
			1.4. Системы безопасности	
		2. Электроснабжение интеллектуального здания	2.1. Надёжность электроснабжения	Вопросы к зачету 5-8
			2.2. Качество электроснабжения	
			2.3. Особенности электроснабжения средств информатизации и телекоммуникаций	
			2.4. Состав и основные функции системы электроснабжения	
		3. Система бесперебойного электроснабжения	3.1. Классификация источников бесперебойного питания по мощности	Вопросы к зачету 9-16
			3.2. Типы источников бесперебойного питания и их структура	
			3.3. Конструктивное исполнение ИБП	
			3.4. Энергетические массивы	
3.5. Технические характеристики источников бесперебойного питания				
3.6. Системы постоянного тока				
3.7. Аккумуляторы				

			3.8.Основные принципы построения систем бесперебойного электроснабжения зданий	
	4. Система гарантированного электроснабжения		4.1.Общие сведения о СГЭ	Вопросы к зачету 17-20
			4.2.Дизель-генераторные установки	
			4.3.Устройства автоматического включения резерва	
			4.4.Схема системы гарантированного электроснабжения здания	
	5. Система общего электроснабжения		5.1.Организация электроснабжения зданий	Вопросы к зачету 21-23
			5.2.Трансформаторная подстанция и трансформаторы	
			5.3.Схема системы общего электроснабжения	
	6. Система внешнего электроснабжения		6.1.Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии	Вопросы к зачету 24-29
			6.2.Выбор сечения проводов по экономической плотности тока	
			6.3.Выбор мощности трансформаторов	
			6.4.Схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов	
			6.5.Расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении источника питания методом «в два этапа»	
			6.6.Регулирование напряжения на подстанциях	

2. Вопросы к зачету

№ п/п	Компетенции		ВОПРОСЫ К ЗАЧЕТУ	№ и наименование раздела
	Код	Определение		
1	2	3	4	5
1	ОПК- 2	Способность решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационно й и библиографической культуры с применением инфокоммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	1.Понятие интеллектуального здания	1. Интеллектуальное здание
			2.Инженерная инфраструктура	
			3.Технологические системы	
			4.Системы безопасности	2. Электроснабжение интеллектуального здания
			5.Надёжность электроснабжения	
			6.Качество электроснабжения	
			7.Особенности электроснабжения средств информатизации и телекоммуникаций	
			8.Состав и основные функции системы электроснабжения	
			9.Классификация источников бесперебойного питания по мощности	3.Система бесперебойного электроснабжения
			10.Типы источников бесперебойного питания и их структура	
			11.Конструктивное исполнение ИБП	
			12.Энергетические массивы	
			13.Технические характеристики источников бесперебойного питания	
			14.Системы постоянного тока	
			15.Аккумуляторы	
			16.Основные принципы построения систем бесперебойного электроснабжения зданий	4. Система гарантированного электроснабжения
			17.Общие сведения о СГЭ	
			18.Дизель-генераторные установки	
			19.Устройства автоматического включения резерва	5. Система общего электроснабжения
			20.Схема системы гарантированного электроснабжения здания	
			21.Организация электроснабжения зданий	
			22.Трансформаторная подстанция и трансформаторы	6. Система внешнего электроснабжения
			23.Схема системы общего электроснабжения	
			24.Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии	
			25.Выбор сечения проводов по экономической плотности тока	

			26.Выбор мощности трансформаторов	
			27.Схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов	
			28.Расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении источника питания методом «в два этапа»	
			29.Регулирование напряжения на подстанциях	
2	ПК-13	Способность осуществлять подготовку типовых технических проектов на различные инфокоммуникационные объекты	1.Понятие интеллектуального здания	1. Интеллектуальное здание
			2.Инженерная инфраструктура	
			3.Технологические системы	
			4.Системы безопасности	
			5.Надёжность электроснабжения	2. Электроснабжение интеллектуального здания
			6.Качество электроснабжения	
			7.Особенности электроснабжения средств информатизации и телекоммуникаций	
			8.Состав и основные функции системы электроснабжения	
			9.Классификация источников бесперебойного питания по мощности	3.Система бесперебойного электроснабжения
			10.Типы источников бесперебойного питания и их структура	
			11.Конструктивное исполнение ИБП	
			12.Энергетические массивы	
			13.Технические характеристики источников бесперебойного питания	
			14.Системы постоянного тока	
			15.Аккумуляторы	
			16.Основные принципы построения систем бесперебойного электроснабжения зданий	
			17.Общие сведения о СГЭ	4. Система гарантированного электроснабжения
			18.Дизель-генераторные установки	
			19.Устройства автоматического включения резерва	
			20.Схема системы гарантированного электроснабжения здания	
			21.Организация электроснабжения зданий	5. Система общего электроснабжения
			22.Трансформаторная подстанция и трансформаторы	
			23.Схема системы общего электроснабжения	
			24.Структурная схема производства, передачи и распределения	6. Система внешнего

			электроэнергии	электроснабжения
			25.Выбор сечения проводов по экономической плотности тока	
			26.Выбор мощности трансформаторов	
			27.Схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов	
			28.Расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении источника питания методом «в два этапа»	
			29.Регулирование напряжения на подстанциях	

3. Описание показателей и критериев оценивания компетенций

Показатели	Оценка	Критерии
<p>Знать (ОПК-2): - принципы расчета режимов работы электроэнергетических систем и сетей; (ПК-13): - основные методы и способы сбора и анализа исходных данных для расчета и проектирования электрических сетей.</p> <p>Уметь (ОПК-2): – самостоятельно принимать решения, использовать полученные знания на практике; (ПК-13): - оформлять публикации и отчеты по результатам исследования режимов работы электрических сетей.</p> <p>Владеть (ОПК-2): – достаточным уровнем понимания материала, и способностью выявлять сущность проблем; (ПК-13): - достаточным уровнем знаний для сбора и анализа исходных данных для расчета и проектирования систем электроснабжения.</p>	<p>зачтено</p>	<p>Студент должен показать знания основ формирования систем бесперебойного, гарантированного, общего и внешнего электроснабжения предприятий отрасли инфокоммуникаций.</p>
	<p>не зачтено</p>	<p>На вопросы студент отвечает неубедительно. На дополнительные вопросы преподавателя также не может ответить.</p>

4. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и опыта деятельности

Дисциплина Электроснабжение телекоммуникационных предприятий направлена на формирование у студентов целостного представления о способах проектирования, эксплуатации и оптимизации режимов работы схем электроснабжения предприятий отрасли инфокоммуникаций.

Дисциплина должна обеспечивать формирование фундамента подготовки будущих специалистов в области инфокоммуникационных технологий и систем связи.

Изучение дисциплины Электроснабжение телекоммуникационных предприятий предусматривает:

- лекции,
- практические занятия,
- контрольную работу,
- самостоятельную работу студента,
- зачет.

В ходе освоения раздела 1 «Интеллектуальное здание» студенты должны изучить следующие вопросы: понятие интеллектуального здания, инженерная инфраструктура, технологические системы, системы безопасности.

В ходе освоения раздела 2 «Электроснабжение интеллектуального здания» студенты должны изучить следующие вопросы: надёжность электроснабжения, качество электроснабжения, особенности электроснабжения средств информатизации и телекоммуникаций, состав и основные функции системы электроснабжения.

В ходе освоения раздела 3 «Система бесперебойного электроснабжения» студенты должны изучить следующие темы: классификация источников бесперебойного питания по мощности, типы источников бесперебойного питания и их структура, конструктивное исполнение ИБП, энергетические массивы, технические характеристики источников бесперебойного питания, системы постоянного тока, аккумуляторы, основные принципы построения систем бесперебойного электроснабжения зданий.

В ходе освоения раздела 4 «Система общего электроснабжения» студенты должны изучить следующие вопросы: общие сведения о СГЭ, дизель-генераторные установки, устройства автоматического включения резерва, схема системы гарантированного электроснабжения здания.

В ходе освоения раздела 5 «Система общего электроснабжения» студенты должны изучить следующие вопросы: организация электроснабжения зданий, трансформаторная подстанция и трансформаторы, схема системы общего электроснабжения.

В ходе освоения раздела 6 «Система внешнего электроснабжения» студенты должны изучить следующие вопросы: структурная схема производства, передача и распределение электроэнергии, выбор сечения проводов по экономической плотности тока, выбор мощности трансформаторов, схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов, расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении источника питания методом «в два этапа», регулирование напряжения на подстанциях.

В процессе проведения практических работ происходит закрепление знаний, формирование умений и навыков расчета различных параметров электрических сетей.

При подготовке к зачету рекомендуется особое внимание уделить следующим вопросам: формирование у студентов целостного представления о способах проектирования, эксплуатации и оптимизации режимов работы схем электроснабжения предприятий отрасли инфокоммуникаций.

Работа с литературой является важнейшим элементом в получении знаний по дисциплине. Прежде всего, необходимо воспользоваться списком рекомендуемой по данной дисциплине литературой. Дополнительные сведения по изучаемым темам можно найти в периодической печати и Интернете.

АННОТАЦИЯ

рабочей программы дисциплины

Электроснабжение телекоммуникационных предприятий

1. Цель и задачи дисциплины

Ознакомление студентов с основными принципами формирования систем бесперебойного, гарантированного, общего и внешнего электроснабжения предприятий отрасли инфокоммуникаций.

Задачей дисциплины является обеспечение целостного представления студентов о способах проектирования, эксплуатации и оптимизации режимов работы схем электроснабжения предприятий и организаций отрасли инфокоммуникаций.

2. Структура дисциплины

2.1 Распределение трудоемкости по отдельным видам учебных занятий, включая самостоятельную работу: Лк – 17 часов, ПЗ – 34 часа, СРС – 57 часов.

Общая трудоемкость дисциплины составляет 108 часов, 3 зачетные единицы.

2.2 Основные разделы дисциплины:

1. Интеллектуальное здание
2. Электроснабжение интеллектуального здания
3. Система бесперебойного электроснабжения
4. Система гарантированного электроснабжения
5. Система общего электроснабжения
6. Система внешнего электроснабжения

3. Планируемые результаты обучения (перечень компетенций)

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:
ОПК-2 - способность решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением инфокоммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности;

ПК-13 - способность осуществлять подготовку типовых технических проектов на различные инфокоммуникационные объекты.

4. Вид промежуточной аттестации: зачет.

*Протокол о дополнениях и изменениях в рабочей программе
на 201__-201__ учебный год*

1. В рабочую программу по дисциплине вносятся следующие дополнения:

2. В рабочую программу по дисциплине вносятся следующие изменения:

Протокол заседания кафедры № _____ от « ____ » _____ 201__ г.,
(разработчик)

Заведующий кафедрой _____
(подпись)

(Ф.И.О.)

**ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ТЕКУЩЕГО
КОНТРОЛЯ УСПЕВАЕМОСТИ ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

1. Описание фонда оценочных средств (паспорт)

№ компетенции	Элемент компетенции	Раздел	Тема	ФОС
ОПК-2	Способность решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением инфокоммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	1. Интеллектуальное здание	1.1.Понятие интеллектуального здания 1.2.Инженерная инфраструктура 1.3.Технологические системы 1.4.Системы безопасности	Собеседование.
		2. Электроснабжение интеллектуального здания	2.1.Надёжность электроснабжения 2.2.Качество электроснабжения 2.3.Особенности электроснабжения средств информатизации и телекоммуникаций 2.4.Состав и основные функции системы электроснабжения	Собеседование.
		3. Система бесперебойного электроснабжения	3.1.Классификация источников бесперебойного питания по мощности 3.2.Типы источников бесперебойного питания и их структура 3.3.Конструктивное исполнение ИБП 3.4.Энергетические массивы 3.5.Технические характеристики источников бесперебойного питания 3.6.Системы постоянного тока 3.7.Аккумуляторы 3.8.Основные принципы построения систем бесперебойного электроснабжения зданий	Собеседование.
		4. Система гарантированного электроснабжения	4.1.Общие сведения о СГЭ 4.2.Дизель-генераторные установки 4.3.Устройства автоматического включения резерва 4.4.Схема системы гарантированного электроснабжения здания	Собеседование.

		5. Система общего электроснабжения	5.1. Организация электроснабжения зданий	Собеседование.		
			5.2. Трансформаторная подстанция и трансформаторы			
			5.3. Схема системы общего электроснабжения			
		6. Система внешнего электроснабжения			6.1. Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии	Собеседование, контрольная работа
					6.2. Выбор сечения проводов по экономической плотности тока	
					6.3. Выбор мощности трансформаторов	
					6.4. Схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов	
					6.5. Расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении источника питания методом «в два этапа»	
					6.6. Регулирование напряжения на подстанциях	
ПК-13	Способность осуществлять подготовку типовых технических проектов на различные инфокоммуникационные объекты	1. Интеллектуальное здание	1.1. Понятие интеллектуального здания	Собеседование.		
			1.2. Инженерная инфраструктура			
			1.3. Технологические системы			
			1.4. Системы безопасности			
		2. Электроснабжение интеллектуального здания			2.1. Надёжность электроснабжения	Собеседование.
					2.2. Качество электроснабжения	
					2.3. Особенности электроснабжения средств информатизации и телекоммуникаций	
					2.4. Состав и основные функции системы электроснабжения	
		3. Система бесперебойного электроснабжения			3.1. Классификация источников бесперебойного питания по мощности	Собеседование.
					3.2. Типы источников бесперебойного питания и их структура	
					3.3. Конструктивное исполнение ИБП	
					3.4. Энергетические массивы	
					3.5. Технические характеристики источников бесперебойного питания	
3.6. Системы постоянного тока						
3.7. Аккумуляторы						

			3.8. Основные принципы построения систем бесперебойного электроснабжения зданий	
	4. Система гарантированного электроснабжения		4.1. Общие сведения о СГЭ	Собеседование.
			4.2. Дизель-генераторные установки	
			4.3. Устройства автоматического включения резерва	
			4.4. Схема системы гарантированного электроснабжения здания	
	5. Система общего электроснабжения		5.1. Организация электроснабжения зданий	Собеседование.
			5.2. Трансформаторная подстанция и трансформаторы	
			5.3. Схема системы общего электроснабжения	
	6. Система внешнего электроснабжения		6.1. Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии	Собеседование, контрольная работа
			6.2. Выбор сечения проводов по экономической плотности тока	
			6.3. Выбор мощности трансформаторов	
			6.4. Схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов	
			6.5. Расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении источника питания методом «в два этапа»	
			6.6. Регулирование напряжения на подстанциях	

Вопросы для собеседования

Раздел 1. Интеллектуальное здание

1. Понятие интеллектуального здания
2. Инженерная инфраструктура
3. Технологические системы
4. Системы безопасности

Раздел 2. Электроснабжение интеллектуального здания

1. Надёжность электроснабжения
2. Качество электроснабжения
3. Особенности электроснабжения средств информатизации и телекоммуникаций
4. Состав и основные функции системы электроснабжения

Раздел 3. Система бесперебойного электроснабжения

1. Классификация источников бесперебойного питания по мощности
2. Типы источников бесперебойного питания и их структура
3. Конструктивное исполнение ИБП

4. Энергетические массивы
5. Технические характеристики источников бесперебойного питания
6. Системы постоянного тока
7. Аккумуляторы
8. Основные принципы построения систем бесперебойного электроснабжения зданий

Раздел 4. Система гарантированного электроснабжения

1. Общие сведения о СГЭ
2. Дизель-генераторные установки
3. Устройства автоматического включения резерва
4. Схема системы гарантированного электроснабжения здания

Раздел 5. Система общего электроснабжения

1. Организация электроснабжения зданий
2. Трансформаторная подстанция и трансформаторы
3. Схема системы общего электроснабжения

Раздел 6. Система внешнего электроснабжения

1. Структурная схема производства, передачи и распределения электроэнергии
2. Выбор сечения проводов по экономической плотности тока
3. Выбор мощности трансформаторов
4. Схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов
5. Расчет режима ЛЭП при заданной мощности нагрузки и напряжении источника питания методом «в два этапа»
6. Регулирование напряжения на подстанциях

Программа составлена в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования по направлению подготовки

11.03.02 Инфокоммуникационные технологии и системы связи. Профиль Многоканальные телекоммуникационные системы от «б» марта 2015 г. №174

для набора 2015 года: и учебным планом ФГБОУ ВО «БрГУ» для очной формы обучения от «13» июля 2015 г. № 475

для набора 2016 года: и учебным планом ФГБОУ ВО «БрГУ» для очной формы обучения от «б» июня 2016г. №429

для набора 2017 года: и учебным планом ФГБОУ ВО «БрГУ» для очной формы обучения от «б» марта 2017г. №125

Программу составил:

Игнатъев И.В. заведующий кафедрой УТС, доцент, к.т.н. _____

Рабочая программа рассмотрена и утверждена на заседании кафедры УТС

от «28» декабря 2018 г., протокол № 6

Заведующий кафедрой _____ И.В. Игнатъев

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий выпускающей кафедрой _____ И.В. Игнатъев

Директор библиотеки _____ Т.Ф. Сотник

Рабочая программа одобрена методической комиссией факультета ЭиА

от «28» декабря 2018 г., протокол № 5

Председатель методической комиссии факультета _____ А.Д.Ульянов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник
учебно-методического управления _____ Г.П. Нежевец

Регистрационный № _____