

Министерство образования и науки Российской Федерации
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

В.И. СОПОВ, Н.И. ЩУРОВ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ И ПРОИЗВОДСТВ

ПРАКТИКУМ

Утверждено Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия для бакалавров и магистрантов,
обучающихся по направлению 15.03.04
«Автоматизация технологических процессов и производств»
(нефтегазовой отрасли)

НОВОСИБИРСК
2017

УДК 621.311:622.32(075.8)+658.26(075.8)
С 645

Рецензенты:

канд. техн. наук, доцент *В.В. Бирюков*;
д-р техн. наук, профессор кафедры ЭКТ *В.Н. Аносов*

Работа подготовлена на кафедре электротехнических комплексов

Сопов В.И.

С 645 Электроснабжение нефтегазовых комплексов и производств.
Практикум: учебное пособие / В.И. Сопов, Н.И. Щуров. – Ново-
сибирск: Изд-во НГТУ, 2017. – 168 с.

ISBN 978-5-7782-3187-0

Рассмотрены вопросы, решаемые при создании и эксплуатации электротехнических комплексов для предприятий нефтегазовой отрасли. Представлены кратко характеристики электроприемников и источников питания. Определены методы электрических расчетов, выбора параметров элементов и схем системы электроснабжения, расчетов токов короткого замыкания. В полном объеме даны описания лабораторных работ, а также методика изучения курса и справочные материалы. По каждому разделу показаны примеры решения задач. Предназначено для бакалавров и магистрантов, обучающихся по направлению 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств» (нефтегазовой отрасли), также может быть полезна студентам и специалистам, занимающимся системами электроснабжения предприятий.

УДК 621.311:622.32(075.8)+658.26(075.8)

ISBN 978-5-7782-3187-0

© Сопов В.И., Щуров Н.И., 2017
© Новосибирский государственный
технический университет, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	6
Список сокращений	7
Введение	9
Методика изучения учебной дисциплины	11
1. Программа учебной дисциплины	11
1.1. Внешние требования	11
1.2. Принципы построения учебной дисциплины	12
1.3. Цели изучения учебной дисциплины	12
1.4. Содержание учебной дисциплины	13
1.4.1. Содержание лекций	13
1.4.2. Тематика лабораторных работ	15
1.4.3. Тематика практических занятий	15
2. Учебная деятельность студентов	16
2.1. Организация работы студентов	16
2.2. Порядок определения рейтинга студента по дисциплине	17
2.3. Самостоятельная работа	18
3. Контрольное задание	19
4. Контрольные вопросы для самопроверки	21
Практикум	26
1. Характеристика электроприемников и схем электроснабжения нефтегазового комплекса	26
1.1. Характеристики электроприемников НГК	26
1.2. Показатели, характеризующие режимы работы электроприемников	27
1.3. Обобщенная схема классификации ЭП	32
1.4. Схемы систем электроснабжения предприятий	32

2. Методика расчета электрических нагрузок технологических установок нефтяной и газовой промышленности	36
2.1. Основные понятия и определения, принятые в теории электрических нагрузок	36
2.2. Методы определения электрических нагрузок	37
2.3. Порядок определения расчетных электрических нагрузок по методу упорядоченных диаграмм.....	37
2.4. Расчет электрических нагрузок по статистическому методу	41
2.5. Упрощенный статистический метод.....	46
2.6. Порядок расчета нагрузок по методу вероятностного моделирования	47
2.7. Методы удельных нагрузок.....	51
3. Выбор аппаратов, оборудования и токоведущих устройств в электротехнических установках	52
3.1. Выбор мощности силовых трансформаторов	52
3.2. Выбор сечений проводников	54
3.3. Выбор аппаратов по номинальным параметрам	56
3.4. Выбор высоковольтных выключателей.....	57
3.5. Параметры и расчеты ЛЭП.....	58
3.7. Пример выбора параметров и расчета ЛЭП системы первичного электроснабжения.....	63
3.8. Потери мощности и электроэнергии в питающих сетях и силовых трансформаторах	72
4. Короткие замыкания в системах электроснабжения НГК	77
4.1. Общие сведения о коротких замыканиях (КЗ).....	77
4.2. Основные соотношения, характерные для ТКЗ.....	78
4.3. Динамическое и термическое действие ТКЗ.....	81
4.4. Выбор исходных условий для расчетов ТКЗ	82
4.5. Составление и преобразование схем замещения	86
4.6. Применение метода относительных единиц для расчета ТКЗ	88
4.7. Параметры элементов расчетной схемы.....	90
4.8. Определение значений токов короткого замыкания в электроустановках	90
5. Оценка электроустановок в отношении мер электробезопасности	95
5.1. Понятие электробезопасности в электрике.....	95

5.2. Виды электроустановок по электробезопасности	95
5.3. Меры по обеспечению электробезопасности.....	96
5.4. Устройство и расчет заземлителей	97
Лабораторные работы	104
Лабораторная работа № 1. Изучение схем подключения электроприёмников и цифровых приборов измерения параметров трёхфазной сети	104
Лабораторная работа № 2. Исследование показателей электрических нагрузок электроприемников (на примере вентиляторной установки)	109
Лабораторная работа № 3. Исследование энергосберегающих режимов работы электроприемников (на примере макета насосной установки)	119
Лабораторная работа № 4. Исследование показателей качества электроэнергии на установке регулируемого плавного пуска механизмов	124
Лабораторная работа № 5. Исследование установки компенсации реактивной мощности	135
Библиографический список	142
Приложение	144
Приложение А. Электрические схемы систем электроснабжения. Условные обозначения на электрических схемах.....	144
Приложение Б. Пример расчета электрических нагрузок по методу упорядоченных диаграмм	151
Приложение В. Данные к расчету коэффициентов максимальной нагрузки по методу упорядоченных диаграмм	154
Приложение Г. Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений.....	156
Приложение Д. Расчетные кривые для турбогенераторов без АРВ.....	157
Приложение Е. Примеры расчетов токов короткого замыкания.....	158

ПРЕДИСЛОВИЕ

В учебном пособии (УП) рассмотрены вопросы, решаемые при изучении курса. Содержание УП включает в себя разделы: методика изучения курса, практикум, описание лабораторных работ, приложения. В первом разделе приведены программа курса, учебная деятельность, организация и самостоятельная работа студента. Здесь же представлено контрольное задание и оценочные средства в виде контрольных вопросов – тестов по каждому модулю.

Во втором разделе «ПРАКТИКУМ» даны краткие описания вопросов, решаемых при выполнении контрольного задания (РГЗ, КР) и изучении курса. Кроме того, приведены сведения по характеристикам электроприемников (ЭП), методике расчетов электрических нагрузок технологических установок, выбору оборудования, аппаратов, токоведущих устройств. Рассмотрены расчеты ЛЭП и потерь ЭЭ в элементах системы. Здесь также показаны расчеты токов короткого замыкания (ТКЗ), вопросы электробезопасности и расчетов заземляющих устройств. Все изложенные темы практикума сопровождаются примерами расчетов и справочными материалами, необходимыми при выполнении контрольных заданий и изучении курса.

В разделе «Лабораторные работы» дано полное описание цикла из пяти ЛР, проводимых в лаборатории ресурсосбережения. Лабораторные стенды оборудованы датчиками и комплексом вычислительных средств. На стендах имитируются реальные режимы работы устройств, представленных макетами.

В приложениях приведены справочные данные по расчетам электрических нагрузок, токов короткого замыкания, оформлению схем.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Объекты нефтегазового комплекса

НГК	– Нефтегазовый комплекс
НГП	– Нефтегазовая промышленность
БУ	– Буровая установка
КНС	– Кустовая насосная станция
НПС	– Нефтеперекачивающая станция
СК	– Станок-качалка
ЭЦН	– Электроцентробежный насос
КС	– Компрессорная станция
ГПЗ	– Газоперерабатывающий завод
НПЗ	– Нефтеперерабатывающий завод
СППД	– Системы поддержания пластового давления
ПЭЦН	– Погружной электрический центробежный насос
АЭД	– Асинхронный электрический двигатель
СЭД	– Синхронный электрический двигатель

Объекты систем электроснабжения

ГПП	– Главная понизительная подстанция
ОРУ	– Открытое распределительное устройство
ЗРУ	– Закрытое распределительное устройство
БКТП	– Блочная комплектная трансформаторная подстанция
ТП	– Трансформаторная подстанция
ЛЭП	– Линия электропередач
ВЛ	– Воздушная линия
КЛ	– Кабельная линия
ВВ	– Выключатель высоковольтный
ТН	– Трансформатор напряжения
ТТ	– Трансформатор тока

ЭС – Электростанция
ИП – Источник питания
ЭП – Электроприемник
СЭС – Система электроснабжения
ЭТК – Электротехнический комплекс
ЗУ – Заземляющее устройство
ПУЭ – Правила устройства электроустановок

Режимы работы и электрические величины

ЭЭ – Электрическая энергия
ЭН – Электрическая нагрузка
ГЭН – График электрических нагрузок
ТКЗ – Ток короткого замыкания
КЗ – Короткое замыкание
РМ – Реактивная мощность

Обозначения электрических величин приняты по ГОСТ ЕСКД:
 I – ток; U – напряжение; P – мощность активная; Q – мощность реактивная; S – полная мощность; W – электроэнергия (с индексом «а» – активная и «р» – реактивная). Прописные буквы означают полные или действующие значения величин, строчные – соответственно мгновенные величины. Относительные величины обозначаются строчными буквами с добавлением знака *.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовый комплекс (НГК) включает в себя предприятия по добыче, первичной обработке, прокачке по трубопроводам, переработке и распределению нефтегазовых продуктов. Это предприятия скважинной добычи (кусты скважин), нефтеперекачивающие (НПС) и газокomppressorные станции (ГКС), трубопроводные системы, заводы по переработке нефти и газа, нефтебазы, газораспределительные станции. Крупной технической системой являются также устройства поддержания пластового давления (СППД), включая забор, подъем и закачку воды в скважину.

Технологические процессы этого комплекса электрифицированы, т. е. осуществляются на основе электрической энергии (ЭЭ). Основными приемниками ЭЭ являются электродвигатели приводных устройств насосов, компрессоров, станков-качалок и др. На предприятиях НГК используют широкий спектр электродвигателей от асинхронных машин 0,4 кВ мощностью в десятки киловатт до асинхронных и синхронных машин на напряжение 6, 10 кВ мощностью до 20 МВт. Вторая группа электроприемников – это технологические установки нагрева, охлаждения, а также собственных нужд: отопление, освещение, вентиляция.

Первичным источником ЭЭ для этих электроприемников является энергосистема, представленная электрическими сетями 6, 10, 35, 110 кВ, связанными с электрическими станциями. Кроме того, в НГК широко используется генерация ЭЭ на собственных электростанциях, которые здесь принято называть электростанциями собственных нужд (ЭС СН). Это, как правило, дизельные или газотурбинные электростанции контейнерного передвижного исполнения полной заводской готовности. Крупные заводы по переработке нефти и газа могут иметь собственные мощные электростанции, работающие на мазуте или газе.

Между приемниками и источниками ЭЭ располагаются устройства преобразований, коммутаций и распределения ЭЭ, размещаемые на

подстанциях. Участок электрической цепи от источника до приемника ЭЭ и является предметом изучения в настоящем учебном курсе. Основным устройством преобразования энергии на подстанциях служит трансформатор, в некоторых случаях выпрямительно-инверторные преобразователи. Коммутационные аппараты предназначены для формирования схем питания электроприемников, выполнения защитных функций. Кроме того, подстанции имеют приборы для защиты от перенапряжений, сверхтоков, контроля режимов и др.

Важной частью электротехнических комплексов (ЭТК) нефтегазовых предприятий (НГП) являются системы защиты и автоматизации. Автоматизация ЭТК выполняется по принципам систем SCADA, формирующими АРМ диспетчера, технолога. Основу систем автоматизации составляют цифровые устройства, обеспечивающие формирование и передачу сигнала от чувствительных элементов (датчиков) в ЭВМ. Все ЭТК оборудуются устройствами контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

В методике изучения данного курса приводится кратко программа, контрольные вопросы (тесты), показаны критерии оценки деятельности студента, приведено содержание и исходные данные к курсовому заданию (расчетно-графической и контрольной работе). Кроме того, показана последовательность решения задач, предусмотренных в курсовых заданиях. Даются методические рекомендации по изучению курса.

МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ

1. ПРОГРАММА УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ

«Электроснабжение нефтегазовых комплексов и производств»

ООП – Направление 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств (нефтегазовой отрасли)».

1.1. Внешние требования

Требования государственного образовательного стандарта (ФГОС) и основной образовательной программы (ООП):

– **должен знать:**

- характеристики энергетических ресурсов; принципы производства и распределения электрической энергии и электроснабжения нефтегазовых производств;
- требования к качеству электроэнергии, методы оценок режимов электрических нагрузок, напряжений на электроприемниках;
- методы выбора параметров элементов системы; способы защиты сетей и электрооборудования от сверхтоков;
- системы автоматизации электротехнических комплексов (ЭТК) нефтегазовых производств (НГП)

– **должен уметь:**

- разрабатывать схемы и выполнять электрические расчеты, выбирать состав и параметры элементов СЭС НГК;
- оценивать технологические расходы, разрабатывать методы и способы рационального и экономного использования электрической энергии;

- оценивать и разрабатывать мероприятия по электромагнитной совместимости элементов;
- выбирать состав элементов и программное обеспечение систем автоматизации ЭТК НГК.

1.2. Принципы построения учебной дисциплины

Основанием для введения дисциплины в учебный план служит решение Ученого совета вуза. Дисциплина относится к специальности «Автоматизация технологических процессов и производств» и изучается студентами бакалаврской подготовки. Основная цель обучения – получение знаний и умений, перечисленных выше.

Для освоения дисциплины студент должен иметь предварительную подготовку по следующим дисциплинам:

- математика – линейная алгебра, основы математического анализа, теория вероятностей и математическая статистика;
- электротехника – расчеты электрических цепей постоянного и переменного токов;
- электрические и электронные аппараты – аппараты коммутаций электрических цепей: автоматические выключатели постоянного и переменного токов, разъединители, отделители, короткозамыкатели;
- информатика – прикладные программы математических расчетов, алгоритмические языки.

Структурирование учебной дисциплины основано на делении на дидактические единицы – модули (ДЕМ), содержащие темы. Оценка деятельности студентов ведется по модульно-рейтинговой системе.

Методическая обеспеченность дисциплины: рабочая программа курса, методические указания к лабораторному циклу и курсовым заданиям, положение о деятельности студентов, перечень литературы, контрольные вопросы (тесты) и задачи.

1.3. Цели изучения учебной дисциплины

Общие интеллектуальные цели: выработка представлений о связях энергетических процессов с природной и искусственной средой обитания человека. Предметные цели определяются содержанием дисциплины.

1.4. Содержание учебной дисциплины

1.4.1. Содержание лекций

Модуль 1. Характеристика электроприемников и схем электроснабжения нефтегазового комплекса

- 1.1. Характеристики устройств внутрипромысловой добычи и переработки нефти.
- 1.2. Общая характеристика энергетики нефтегазового комплекса.
- 1.3. Характеристики приемников электрической энергии в НГК.
- 1.4. Показатели, характеризующие режимы работы электроприемников.
- 1.5. Классификация электроприемников и потребителей.
- 1.6. Схемы систем электроснабжения предприятий.

Модуль 2. Методика расчетов электрических нагрузок технологических установок нефтяной и газовой промышленности

- 2.1. Основные понятия и определения, принятые в теории электрических нагрузок.
- 2.2. Методы определения электрических нагрузок.
- 2.3. Порядок определения расчетных электрических нагрузок по методу упорядоченных диаграмм.
- 2.4. Расчет электрических нагрузок статистическими, вероятностного моделирования, удельных нагрузок методами.

Модуль 3. Выбор аппаратов, оборудования и токоведущих устройств в электротехнических установках НГК

- 3.1. Выбор мощности силовых трансформаторов и сечений проводников.
- 3.2. Выбор аппаратов и оборудования по номинальным параметрам.
- 3.3. Надежность электроснабжения потребителей.
- 3.4. Внутренние электрические сети предприятий.
- 3.5. Трансформаторные подстанции
- 3.6. Параметры и расчеты ЛЭП.
- 3.7. Потери мощности и электроэнергии в питающих сетях и силовых трансформаторах.

Модуль 4. Короткие замыкания в системах электроснабжения

- 4.1. Основные соотношения, характерные для ТКЗ.

- 4.2. Динамическое и термическое действие ТКЗ.
- 4.3. Составление и преобразование схем замещения.
- 4.4. Методы именованных и относительных единиц для расчетов ТКЗ.
- 4.5. Параметры элементов расчетной схемы.
- 4.6. Определение значений токов короткого замыкания.

Модуль 5. Электрика предприятий нефтегазовой промышленности

- 5.1. Схемы электроснабжения буровых установок.
- 5.2. Электрика технологических установок насосной эксплуатации скважин.
- 5.3. Электрика промысловых компрессорных и насосных станций.
- 5.4. Электрика перекачивающих насосных станций магистральных нефтепроводов.

Модуль 6. Компенсация реактивной мощности

- 6.1. Баланс мощностей. Характерные особенности реактивной мощности
- 6.2. Потребители реактивной мощности.
- 6.3. Характеристика источников реактивной мощности.
- 6.4. Схемы включения и расчета компенсирующих устройств.
- 6.5. Выбор мощности компенсирующих устройств.

Модуль 7. Качество электрической энергии

- 7.1. Нормы качества электрической энергии.
- 7.2. Показатели качества электрической энергии.
- 7.3. Причины и источники нарушения качества электроэнергии.
- 7.4. Способы и технические средства повышения качества электроэнергии.

Модуль 8. Релейная защита и автоматизация в системах электроснабжения НГК

- 8.1. Назначение, требования и принципы выполнения релейной защиты.
- 8.2. Релейные защиты основных элементов системы электроснабжения.
- 8.3. Микропроцессорная защита электроустановок.
- 8.4. Автоматизированные системы контроля и учета энергопотребления.

Модуль 9. Электробезопасность и заземления

- 9.1. Оценка электроустановок в отношении мер безопасности.
- 9.2. Меры по обеспечению электробезопасности.
- 9.3. Заземление электроустановок.
- 9.4. Устройство и расчет заземлителей.

Модуль 10. Защита электроустановок от перенапряжений и подземных сооружений от электрохимической коррозии

- 10.1. Перенапряжения в электроустановках.
- 10.2. Защита электроустановок от перенапряжений.
- 10.3. Расчет молниезащитных устройств зданий и сооружений.
- 10.4. Защита подземных сооружений от электрохимической коррозии.

1.4.2. Тематика лабораторных работ

ЛР 1. Изучение схем подключения электроприемников к электрическим сетям, измерителя параметров трехфазной сети мультиметра ДМК 32 и его программного обеспечения.

ЛР 2. Исследование показателей электрических нагрузок электроприемников (на примере вентиляторной установки).

ЛР 3. Исследование энергосберегающих режимов работы электроприемников (на основе макета насосной установки).

ЛР 4. Исследование показателей качества электрической энергии на установке регулируемого плавного пуска механизмов.

ЛР 5. Исследование на стенде компенсации реактивной мощности.

Лабораторный цикл проводится в лаборатории энергосбережения на автоматизированных установках.

1.4.3. Тематика практических занятий

Тематика практических занятий соответствует вопросам, подлежащим решению в расчетно-графической работе. Варианты исходных данных и содержание расчетно-графической работы приведены в разделе 3.

Тема работы: «Разработка системы электроснабжения объекта нефтегазового комплекса»

Исходные данные к заданию и вопросы, подлежащие решению, приведены в разделе 3 «Контрольное задание».

В соответствии с учебным планом курсовое задание выполняется на уровне расчетно-графической или контрольной работы (далее контрольное задание – КЗ). Разрабатываемая СЭС должна быть несложной, с наглядной схемой коммутаций. Обязательной задачей является разработка АСУ, включающей телеуправление, описание АРМ диспетчера, системы контроля режимов, АСКУЭ, АВР и др.

Системы автоматизации разрабатываются на уровне функциональных схем с описанием автоматизируемых функций и оценкой состава приборов.

2. УЧЕБНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ СТУДЕНТОВ

2.1. Организация работы студентов

В ходе изучения курса студент должен вести: запись лекций и краткий конспект материалов из литературных источников; тетрадь по практическим занятиям с записью задач, их решений и подготовительных материалов; тетрадь отчетов по лабораторным работам.

Указания, документация предоставляются по требованию преподавателя, проставляются отметки о зачете и рейтинговые оценки. Эта документация представляется также на итоговый зачет.

Задание на расчетно-графическую работу выдается студентам на 2-3 неделе семестра. Работа оформляется в соответствии с методическими указаниями, действующими на кафедре, ведущей курс. Объем записки не должен превышать 15-20 страниц текста, защита работы выполняется в форме презентации на 13-14 неделе семестра.

Защита каждой предыдущей лабораторной работы осуществляется до начала выполнения следующей. При отсутствии защиты двух предыдущих работ студент к выполнению следующей не допускается. Результаты выполнения заданий практических занятий представляются на каждом последующем, о чем преподаватель делает пометку в тетради студента.

2.2. Порядок определения рейтинга студента по дисциплине

Для стимулирования и систематизации учебной деятельности студентов устанавливается система рейтинговых оценок (см. таблицу).

Таблица рейтинговых оценок

№ п/п	Наименование оцениваемых видов занятий	Единица измерения	Количество баллов	
			За единицу	Всего
1	Изучение теоретического материала с проверкой по тестам (контрольным вопросам)	Модуль	2	20
2	Выполнение и защита лабораторной работы	ЛР	5	20
3	Выполнение заданий практических занятий	ПЗ	3	20
4	Выполнение в срок контрольного задания	КЗ	1	20
5	Итоговый зачет дифференцированный	Зачет	1	20
Всего за семестр				100

Максимальный балл назначается при своевременном и качественном выполнении учебных видов занятий. В случае несвоевременного и некачественного выполнения заданий устанавливается система балльных скидок по шкале: лекционный модуль 1, лабораторная работа 1-2, практическое занятие 1, контрольная работа 2-4.

При условии выполнения всех видов учебных занятий и получении суммарного балла не менее 80 зачет выставляется без итоговой аттестации. В случае меньшего числа баллов проводится итоговый опрос, по результатам которого выставляется (или не выставляется) зачет. Итоговый опрос может проводиться только по тем модулям, которые не сдавались или не зачтены студенту. В соответствии с действующим положением устанавливается 15-уровневая шкала оценок по ESTS.

Таблица балловых оценок

Диапазон баллов рейтинга	Оценка ESTS	Традиционная (четырёхуровневая) шкала оценок		Характеристика работы студента	
> 80	A+, A, A-,	Отлично	Зачтено	Работа высокого качества Отвечает всем требованиям	
80...90	B+			Хорошо	Работа хорошая, отвечает большинству требований
	B, B-	Удовлетворительно			Работа отвечает всем основным требованиям
70...79	C+, C			D+, D, D-	Уровень работы отвечает большинству требований
	C-				
60...69	E	Неудовлетворительно		Не зачтено	Посредственно – работа слабая
50...59	FX		Неудовлетворительно		Не зачтено
25...49	F	Неудовлетворительно		Не зачтено	
0...24					

2.3. Самостоятельная работа

Самостоятельная работа распределяется следующим образом:

- изучение теоретического материала – 14 ч;
- выполнение заданий практических занятий – 8 ч;
- подготовка к лабораторным работам и их защита – 8 ч;
- выполнение курсовых задний – 22 ч;
- выполнение промежуточных тестов (подготовка ответов на контрольные вопросы) – 8 ч.

3. КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ

по курсу: «Электроснабжение нефтегазовых комплексов и производств»

Тема: «Разработка системы электроснабжения объекта нефтегазового комплекса»

Исходные данные: объект НГК, вид источника питания, характерные электроприемники и режимы их использования.

Вопросы, подлежащие решению

1. Формирование базы данных по электроприемникам потребителей и режимам их работы.
2. Разработка принципиальных электрических схем электроснабжения объекта.
3. Расчеты электрических нагрузок на различных уровнях системы.
4. Выбор трансформаторов, преобразователей, коммутационных и защитных аппаратов.
5. Расчеты электрической сети питания электроприемников, выбор сечений проводов.
6. Расчеты токов короткого замыкания, расчеты аппаратов на термическую и динамическую устойчивость.
7. Расчеты контура заземления.
8. Выбор защит и разработка схем автоматизации и АСКУЭ для системы электроснабжения.

Варианты исходных данных к контрольному заданию представлены в таблице.

Исходные данные к контрольному заданию

Тип предприятия НГК	Номер варианта	Вид основного ЭП и его номинальные параметры			Характеристика ИП		Количество основных ЭП	Характеристика прочих ЭП,		
		ЭД	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, кВ	Вид	$U_{ном}$, кВ		освещение	отопление	вентиляция
1. Кустовые насосные станции	1	СЭД	1600	6,0	ЛЭП	110	8	7	10	3
	2	СЭД	2500	6,0	ЛЭП	110	6	5	7	3
2. Дожимные насосные станции (2-й подъем)	3	СЭД	2500	6,0	ЛЭП	35	4	3	5	2
	4	АЭД	1600	6,0	ЛЭП	35	6	6	3	3
	5	АЭД	850	0,38	ЛЭП	10	12	4	6	4

Окончание таблицы

Тип предприятия НГК	Номер варианта	Вид основного ЭП и его номинальные параметры			Характеристика ИП		Количество основных ЭП	Характеристика прочих ЭП,		
		ЭД	$P_{\text{ном}}$, кВт	$U_{\text{ном}}$, кВ	Вид	$U_{\text{ном}}$, кВ		освещение	отопление	вентиляция
3. Водозаборы на реках и озерах (1-й подъем)	6	АЭД	100	0,38	ЛЭП	10	18	5	3	5
	7	АЭД	160	0,38	ЛЭП	35	15	6	5	3
	8	АЭД	250	0,38	ЛЭП	35	12	3	5	2
4. Компрессорные станции	9	СЭД	2500	10,0	ЛЭП	110	8	3	5	2
	10	СЭД	4000	10,0	ЛЭП	35	6	4	6	10
	11	СЭД	5000	10,0	ЛЭП	110	8	3	5	12
	12	СЭД	6000	10,0	ЛЭП	35	6	3	4	8
	13	СЭД	8000	10,0	ЛЭП	110	4	5	6	10
5. Насосы внешнего транспорта нефти (НПС)	14	СЭД	5000	6,0	ЛЭП	35	6	3	10	2
	15	СЭД	6300	6,0	ЛЭП	35	5	5	2	3
	16	СЭД	8000	10,0	ЛЭП	110	7	4	3	6
6. Станки-качалки	17	АОП	13	0,38	ЛЭП	6	10	2	6	5
	18	АОП	17	0,38	ЛЭП	10	13	3	7	5
	19	АОП	30	0,38	ЛЭП	10	7	5	5	3
7. Погружные электронасосы (ПОЭН)	20	ПЭД	55	0,7	ЛЭП	35	6	4	3	4
	21	ПЭД	43	0,85	ЛЭП	10	8	9	8	4
	22	ПЭД	35	2,0	ДЭС	16	12	5	2	3
	23	ПЭД	17	0,35	ДЭС	6	8	2	6	2
8. Водозаборные скважины	24	АЭД	250	0,38	ДЭС	6	6	3	4	3
	25	АЭД	630	0,38	ЭНС	35	8	4	7	

Примечание. 1. Количество прочих асинхронных электродвигателей мощностью (0,3...0,5) $P_{\text{ном осн}}$ принять равным (0,3...0,5) $n_{\text{осн}}$.

2. Вариант исходных данных принимается по номеру записи фамилии студента в списке группы, составленном в алфавитном порядке.

4. КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Характеристики электроприемников и схем электроснабжения нефтегазового комплекса

1. Перечислите виды и назначение устройств НГК.
2. Какова структура этапов разработки СЭС НГК?
3. Как характеризуют энергетику и электроприемники в НГК?
4. Как классифицируют ЭП?
5. Какими показателями определяют режимы работы ЭП и СЭС?
6. Что представляет собой уровневая схема СЭС предприятий?
7. Покажите схемы связей СЭС предприятий с энергосистемой.

2. Методика расчетов электрических нагрузок технологических установок нефтяной и газовой промышленности

1. Как представляются графики нагрузок и какие их виды могут быть?
2. Какие виды электрических нагрузок (ЭН) определяют в расчетах?
3. Как классифицируют методы расчетов ЭН?
4. Как определяют ЭН в методе упорядоченных диаграмм?
5. Как найти ЭН статистическими методами?
6. Как определить ЭН методом вероятностного моделирования?
7. Как выполняют расчеты ЭН комплексным методом и методом удельных нагрузок?

3. Выбор аппаратов, оборудования и токоведущих устройств в электротехнических установках НГК

Выбор аппаратов и оборудования

1. Как устроены и какими параметрами определяют трансформаторы? Как выбрать мощность силовых трансформаторов?
2. Экономический срок службы, износ изоляции трансформаторов, что это такое?
3. Как выбрать сечение проводника?
4. Экономическая плотность тока: что это и как найти?
5. Как выбрать аппарат по номинальным параметрам?
6. Как устроены высоковольтные выключатели, по каким параметрам их выбирают?
7. Как и где используют выключатели в электрических цепях?

8. Перечислите контактные аппараты, применяемые на подстанциях, укажите их назначение.

9. Как устроены трансформаторы напряжения и тока и зачем они нужны?

10. Какие схемы присоединения подстанций к ЛЭП и подстанциям энергосистем применяют?

11. Как формируют и выполняют принципиальные электрические схемы подстанций?

12. Что такое надежность электрической системы и какими показателями её определяют?

13. Как найти вероятности безотказности для систем с последовательным и параллельным соединением элементов?

14. Как повысить надежность системы?

15. Как выбирают местоположение подстанции предприятия?

Электрические сети предприятий и расчеты ЛЭП

1. Как определяют понятие «электрические сети предприятия» и требования к ним?

2. Виды схем электрических сетей предприятия и их характеристики.

3. Какими могут быть токопроводящие элементы в СЭС?

4. Как устроены высоковольтные кабели, шинопроводы, проводниковые сети?

5. Как устроены воздушные ЛЭП и их элементы?

6. Каков стандартный ряд сечений проводов, их материал и характеристики?

7. Какими параметрами определяют ЛЭП в схемах замещения?

8. Как определяют потери напряжения в ЛЭП? Приведите векторную диаграмму потерь напряжения в ЛЭП.

9. Как найти потери мощности в ЛЭП?

4. Короткие замыкания в системах электроснабжения

1. Какие процессы происходят в электрических цепях при коротких замыканиях (КЗ) и какие их виды могут быть?

2. Что такое: токи ударный и сверхпереходного периода и как их определить?

3. Какие исходные условия определяют для расчетов токов КЗ (NRP)?

4. В какой последовательности и какими методами выполняют расчеты токов КЗ (ТКЗ)?

5. Какие электрические величины определяют в расчетах ТКЗ и где их используют?

6. Как составляются схемы замещения для определения результирующих сопротивлений?

7. Зачем и как выполняется свертка схем замещения?

8. Как определяют сопротивления элементов расчетной схемы в методе именованных единиц?

9. В чем сущность методов относительных единиц и расчетных кривых, и как определяют сопротивления в схемах замещения?

10. Какие особенности расчетов ТКЗ в системах до и выше 1000 В?

11. В чем состоит динамическое и термическое действие ТКЗ и как его определить?

5. Электрика предприятий нефтегазовой промышленности

1. Из каких элементов состоит система электроснабжения объекта НГК?

2. Как устроены подстанции, какими схемами они представляются?

3. Как определяют понятия: электрическая сеть, подстанция, распределительный пункт, блок управления, распределительное устройство?

4. Что представляет СЭС нефтяной (газовой) скважины, куста скважин?

5. Как устроены СЭС систем поддержания пластового давления?

6. Что представляет собой СЭС газоперерабатывающего завода, компрессорной станции, нефтеперекачивающих станций?

6. Компенсация реактивной мощности

1. Почему возникает реактивная мощность в электрических цепях (ЭЦ)? Какую роль выполняет РМ, присутствует ли она в ЭЦ постоянного тока;

2. Чему равны мгновенная и средняя РМ в трехфазной ЭЦ?

3. Приведите основные соотношения для мощностей и коэффициента мощности. Что такое треугольник мощностей и связи тригонометрических функций?

4. Как найти потери активной мощности и потери напряжения в линиях при передаче полной мощности?

5. Охарактеризуйте потребители РМ? Как найти РМ, потребляемую трансформаторами?

6. Какими могут быть генераторы (источники) РМ? Как найти РМ конденсаторов? Как устроены компенсационные выпрямительные агрегаты?

7. Какими могут быть схемы включения компенсирующих устройств?

8. Что представляют собой регулируемые (управляемые) статические компенсаторы?

9. Как выбирают мощности компенсирующих устройств?

7. Качество электрической энергии

1. Как определяют электромагнитную совместимость?

2. К каким последствиям может приводить снижение качества ЭЭ?

3. Какими параметрами и показателями характеризуют качество ЭЭ?

4. Как нормируют и характеризуют колебания напряжения?

5. Как определяют и нормируют несимметрию и несинусоидальность напряжений?

6. Какими показателями определяют отклонения частоты?

7. Как следует понимать провалы и импульсы напряжения?

8. Каковы причины и источники нарушения качества ЭЭ?

9. Какие способы и средства применяют для повышения качества ЭЭ?

8. Релейная защита и автоматизация в системах электроснабжения НГК

1. Для каких целей выполняют релейные защиты и каковы требования к ним?

2. По каким признакам классифицируют реле?

3. Как выполнены конструкции реле (основные элементы) и какие их типы?

4. Какими защитами оборудуют силовые трансформаторы 110/10 кВ?

5. Как выполняется газовая защита трансформаторов?

6. Как устроены максимальные токовые защиты (с выдержкой и без выдержки времени)?

7. Какими защитами оборудуют ЭД до и выше 1000 В?

8. Как защищают ЛЭП?

9. Как устроены и какие функции выполняют микропроцессорные релейные защиты – БМРЗ, Серат и др.?

10. Как устроены АСКУЭ?

9. Электробезопасность и заземление

1. Какие виды электроустановок по электробезопасности могут быть?

2. Как действуют электрические токи на живые организмы?

3. Перечислите меры по обеспечению электробезопасности в электроустановках?

4. Как выполняют системы заземлений электрических сетей?

5. Приведите нормы сопротивления растеканию токов.

6. Как устроены системы заземления?

7. Как выполняют расчеты естественных заземлителей?

8. Как выполняют расчеты искусственных заземлителей?

10. Защита электроустановок от перенапряжений и подземных сооружений от электрохимической коррозии

1. Какие виды перенапряжений возникают в электроустановках?

2. Как устроены разрядники?

3. Как защищают электрооборудование от коммутационных перенапряжений?

4. Что представляет собой защита от грозовых перенапряжений подстанций и электрических сетей?

5. Молниеотводы, как устроены и в чем заключается их защитное действие?

6. Как выполняют расчеты грозозащитных устройств?

7. Как выполняют защиту подземных газонефтепроводов от электрохимической коррозии?

8. Активные и пассивные методы защиты подземных трубопроводов от электролитической коррозии, в чем они состоят?

9. Катодная защита, каков принцип выполнения катодной защиты и что представляет собой анодный заземлитель?

ПРАКТИКУМ

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ И СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Этапы разработки системы электроснабжения представлены на рис. 1.1.

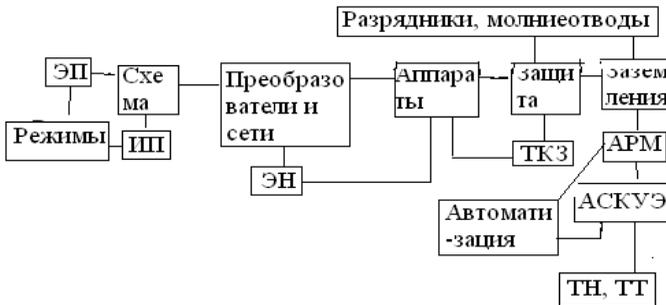


Рис. 1.1. Структура этапов разработки СЭС предприятия

1.1. Характеристики электроприемников НГК

Механизированная добыча нефти:

станки-качалки – асинхронные электродвигатели (ЭД) с повышенным пусковым моментом типа АОП2 – 380 В $P_{\text{ном}} = 4,5 \dots 55$ кВт; синхронные ЭД - СДБ 84-4 и СДБК-81 $P_{\text{ном}} = 20$ кВт; СДБ-31-4Н $P_{\text{ном}} = 1,5 \dots 20$ кВт;

погружные центробежные электрические насосы (ПЦЭН) – ПЭД 55-123 М3 – погружной электродвигатель мощностью 55 кВт,

выпускаются 30 типоразмеров; ПЭД – 10...125 кВт, $n \approx 2800...2880$ об/мин, $U_{\text{ном}} = 350; 700; 850; 1000; 1400; 2000$ В.

Системы поддержания пластового давления (СПД):

насосная станция 1-го подъема – АЭД с синхронной частотой 1500 об/мин, $P_{\text{ном}} = 100...250$ кВт; насосные станции 2-го подъема ЭД на 1600...2800 кВт с $U_{\text{ном}} = 6$ кВ; насосы для артезианских скважин (водозабор) – АЭД с $P_{\text{ном}} = 17...100$ кВт, $U_{\text{ном}} = 880$ В; кустовые насосные станции (блочные) – синхронные ЭД – $P_{\text{ном}} = 1250$ и 4000 кВт и $U_{\text{ном}} \approx 6$ кВ, СТД для КНС и БКНС; $P_{\text{ном}} = 800; 1000... 4000$ кВт и $U_{\text{ном}} = 6; 10$ кВ.

Переработка попутного газа (ГПЗ – газоперерабатывающий завод):

синхронные ЭД, $P_{\text{ном}} = 18,5$ МВт (2 агр.), 15,5 МВт (2 агр.) и 6 МВт (1 агр.); приводы компрессоров с $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, АЭД – $P_{\text{ном}} = 160...450$ кВт, $U_{\text{ном}} = 0,4$ кВ.

Транспорт нефти (нефтеперекачивающие станции – НПС):

основной элемент – насосный агрегат – *синхронные ЭД* – типа СТДП-4 (5, 6, 3, 8) МВт, $U_{\text{ном}} = 6, 10$ кВ; БКНС – *блочно-комплектные насосные станции* – 4 СТД-8000-2, $P_{\text{ном}} = 8$ МВт, $U_{\text{ном}} = 10$ кВ.

Транспорт газа (компрессорные станции): компрессоры поршневые и центробежные – привод ДВС – газомоторный или ЭД – $P_{\text{ном}} = 2500...4000$ кВт, данные ЭД – СТД – 4000; 5000; 6300; 8000; 10 000; 12 500 кВт, $U_{\text{ном}} = 6, 10$ кВ.

1.2. Показатели, характеризующие режимы работы электроприемников

Коэффициент максимума по активной мощности

$$K_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{cp}}}; \quad (1.1)$$

среднегодовая нагрузка предприятия

$$P_{\text{cp}} = \frac{W_{\Gamma}}{8760}; \quad (1.2)$$

установленная мощность ЭП

$$P_y = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}}(i); \quad (1.3)$$

коэффициент использования по активной мощности

$$K_{\text{и}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_y}; \quad K_{\text{и}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{и}(i)} P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}}; \quad (1.4)$$

коэффициент спроса

$$K_{\text{с}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_y}. \quad (1.5)$$

Степень неравномерности графика нагрузок (ГН) характеризуют коэффициентом его заполнения по активной мощности:

$$K_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}; \quad K_3 = \frac{T_{\text{max}}}{8760} = \frac{1}{K_{\text{max}}}, \quad (1.6)$$

$$K_{\text{с}} = K_3 K_{\text{max}}.$$

Коэффициент технологической нагрузки

$$K_{\text{т}} = \frac{P_y}{P_{\text{дв}}}, \quad (1.7)$$

где $P_{\text{дв}} = P_{\text{ср}} n$, $P_{\text{ср}}$ – средняя мощность электродвигателя на предприятии; n – общее количество ЭД; P_y – установленная мощность всех ЭП (освещение, вентиляция, нагрев и т. п.)

Эффективная нагрузка для определения потерь мощности в проводнике

$$P_3 = \sqrt{\frac{1}{t_{ц}} \int_0^{t_{ц}} P^2(t) dt}, \quad (1.8)$$

где $t_{ц}$ – можно заменять на другой интервал: час, сутки.

Коэффициент формы ГН по активной мощности

$$K_{\phi} = \frac{P_3}{P_{cp}}. \quad (1.9)$$

Коэффициент включения для ГН:

для группы ЭП $K_B = \frac{P_{ном}(t)}{P_y}$, где $P_{ном}$ – номинальная мощность

группы включенных ЭП; P_y – установленная мощность группы.

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^n K_{B(i)} P_{ном i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном}} - \text{средневзвешенное значение коэффициентов}$$

включения всех приемников группы.

Коэффициент загрузки – отношение средней мощности за время включения к номинальной мощности:

$$K_3 = \frac{P_{срв}}{P_{ном}}. \quad (1.10)$$

Различие коэффициентов K_3 и $K_{и}$ заключается в том, что $K_{и}$ учитывает загрузку работающих и неработающих ЭП, т. е. $K_{и} = K_B K_3$, если $K_B = 1$, то $K_{и} = K_3$. В свою очередь, $K_c = K_{и} K_B K_3$, коэффициенты K_{ϕ} , K_B , K_3 – для высших уровней системы электроснабжения теряют физический смысл и неопределимы. По $P_p = P_{max}$ определяют максимальную реактивную мощность нагрузки:

$$Q_{max} = P_{max} \operatorname{tg} \varphi.$$

Полная мощность

$$S = \sqrt{Q_{\max}^2 + P_{\max}^2} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi}; \quad (1.11)$$

$$T_{\max(\Gamma)} = K_{\text{эз}} = \frac{W_{\Delta t}}{P_{\max(i)}}, \quad (1.12)$$

где $W_{\Delta t}$ – расход ЭЭ за исследуемый интервал; $P_{\max(i)}$ – максимум нагрузки (30-минутный). Пример графика нагрузок показан на рис. 1.2.

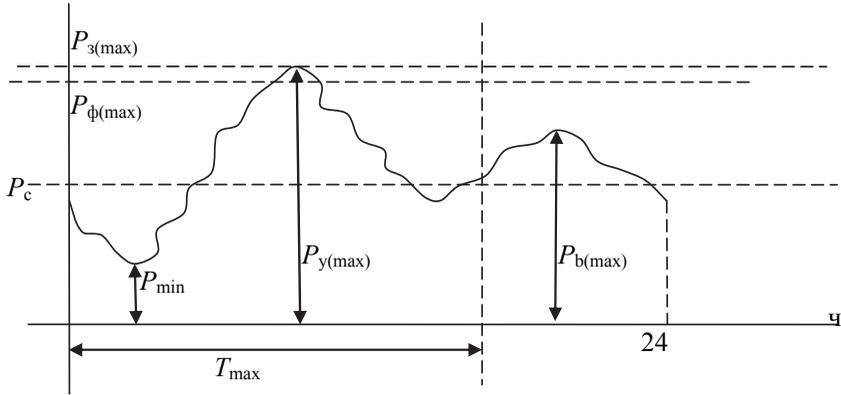


Рис. 1.2. Суточный график электрических нагрузок (ГЭН)

Наибольшее значение мощности в суточном ГЭН следует принимать за заявленный P_{\max} . Среднесуточная мощность $P_{\text{ср.сут}} = \frac{W_{\text{сут}}}{24}$.

Для расчетов используют наиболее достоверную величину W – расход энергии. Если известно P_{\max} , то можно в показатели ввести число часов использования максимума:

$$W_{\Gamma} = P_{\text{с}} T_{\Gamma} = P_{\max} T_{\max},$$

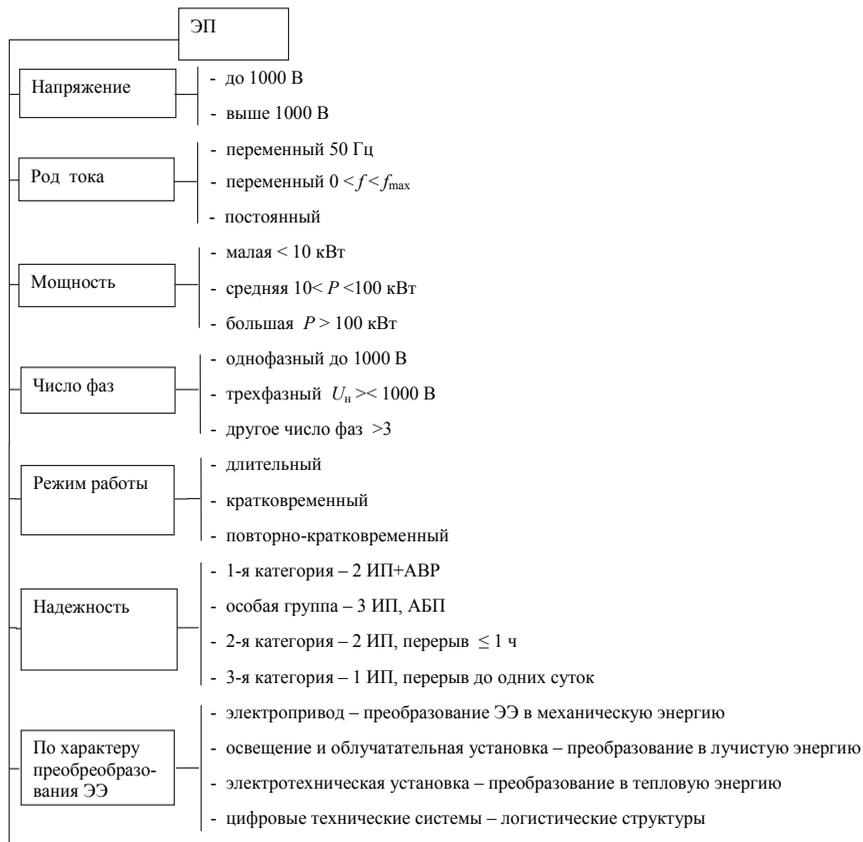
$$T_{\max}^{\Gamma} = \frac{W_{\Gamma}}{P_{\max}}.$$

Показатели электрических нагрузок технологических установок приведены в таблице.

**Показатели электрических нагрузок технологических установок
нефтяной промышленности**

Установка	Коэффициент включения K_B	Коэффициент загрузки K_z	Коэффициент мощности $\cos \varphi_{св}$	Время T_{max} . ч/год
Кустовые насосные станции	0,88	0,78	0,95(емк.)	6500...8000
Дожимные насосные станции	0,88	0,75	0,8	6500...8000
Установки подготовки нефти	0,88	0,77	0,8	6500...8000
Товарные парки	0,86	0,76	0,8	6500...8000
Погружные электронасосы	0,9	0,7	0,7	5500...6500
Станки-качалки	0,84	0,73	0,78	5000...6500
Компрессорные станции	0,88	0,77	0,8	6500...8000
Водозаборы на реках и озерах	0,8	0,75	0,75	6000...7000
Скважины водозаборные	0,82	0,71	0,74	5000...6500
Вентиляторы	0,75	0,72	0,75	4500...5500
Насосные станции подтоварной воды	0,78	0,77	0,77	5500...7000
Насосы внешнего транспорта нефти	0,88	0,78	0,78	6700...8200

1.3. Обобщенная схема классификации ЭП



1.4. Схемы систем электроснабжения предприятий

В связи с источниками питания и требованиями к ЭП схемы электроснабжения имеют многоуровневый характер. На рис. 1.3 показаны уровни систем и дана их краткая характеристика.

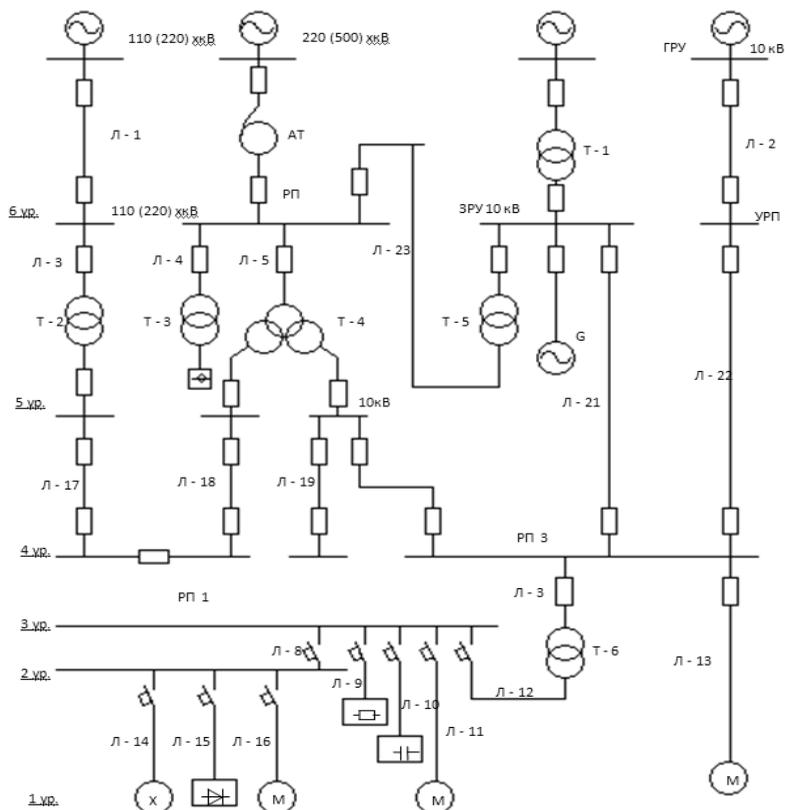


Рис. 1.3. Схема уровневой системы электроснабжения

Описание уровневой системы электроснабжения

Системы электроснабжения (см. рис. 1.3) делят на уровни по напряжению до 1 кВ и выше этого напряжения. Электрика до 1 кВ многоступенчатая и иерархична. Учет многоступенчатости необходим при расчетах электрических нагрузок, компенсации реактивной мощности, оптимизации потерь.

Различают следующие уровни:

1-й уровень – отдельный электроприемник – аппарат станок, трансформатор, преобразователь;

2-й уровень – щиты распределительные и пункты с напряжением до 1 кВ переменного и 1,5 кВ постоянного тока;

- 3-й уровень – щит низкого напряжения;
- 4-й уровень – шины распределительной подстанции РП-10(6) кВ;
- 5-й уровень – шины главной понизительной подстанции (ГПП) или подстанции глубокого ввода ПГВ или опорной ТП;
- 6-й уровень – граница раздела предприятия с энергоснабжающей организацией (отчетный уровень).

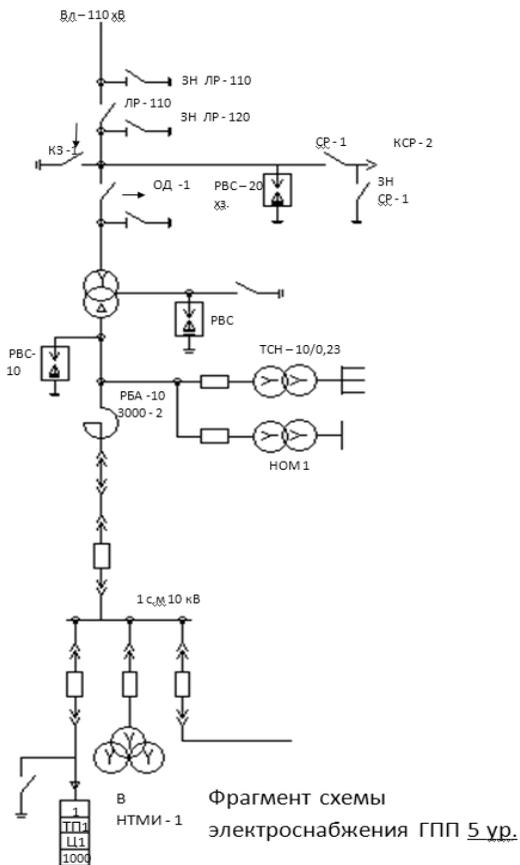


Рис. 1.4. Фрагмент схемы СЭС с подстанцией на 5-м уровне

Л-1 – воздушная ЛЭП энергосистемы; АТ – автотрансформатор узловой районной подстанции (УРП); Т-1 – установлен на ТП энергоси-

стемы; Л-2 – от ТЭУ на генераторном напряжении (6-й уровень по шинам 10 кВ); Л-14 – Л-16 – цеховые сети.

Присоединение к энергосистеме через ОРУ – 110 кВ, через РП 110 кВ предприятия, ГРУ – может быть у потребителя, Т-5 трансформатор связи, Л-13 питание КТП.

Схемы электроснабжения могут быть структурными (см. рис. 1.3), функциональными (рис. 1.4) и принципиальными. В принципиальных схемах все аппараты и оборудование включаются в электрические цепи, обозначаются графическими символами и буквенно-цифровыми обозначениями в соответствии со стандартами (см. приложение А).

2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

2.1. Основные понятия и определения, принятые в теории электрических нагрузок

Процессы изменения активной P и реактивной Q мощности и тока относятся к физическим явлениям, которые описываются функциями, имеющими в качестве аргумента время. График электрических нагрузок (ЭН) представляет функциональную зависимость $I = f(t)$ или $Q = f(t)$. Нагрузки по полной мощности находятся в виде $S = P + jQ$.

Графиком ЭН (ГЭН) называют временную последовательность величин P , Q , I , осредненных за интервал осреднения. Типы ГЭН: периодический, почти периодический, регулярный, однородный, нерегулярный, непериодический. Примеры ГЭН: периодический – поточное автоматизированное производство; почти периодический – буровая установка с электроприводом (ЭП); однородный – насосные и компрессорные станции; регулярный – нефтяной или газовый промысел (соблюдается стабильность общего расхода ЭЭ за длительный промежуток времени); нерегулярный – отдельная буровая установка.

Показатели ЭН определяют для отдельных ЭП, индивидуальные показатели обозначаются строчными буквами (i , p , q , s и т. д.). Для групповых ГЭН обозначение величин выполняют прописными буквами (I , P , Q , S и т. д.).

При расчетах определяют следующие виды нагрузок: средние ЭН (P_c , Q_c , S_c , I_c) – для расчетов электропотребления и нормирования затрат электроэнергии (ЭЭ); среднеквадратичные (эффективные) ЭН ($P_{ск}$, $Q_{ск}$, $S_{ск}$, $I_{ск}$) – для расчетов потерь ЭЭ в электрических сетях и электрической системе; максимальные (расчетные) ЭН (P_{max} , Q_{max} , S_{max} ,

I_{\max}) или (P_p, Q_p, S_p, I_p) за переменное время осреднения (например, 30 мин) – для заявления максимальных нагрузок в энергосистему, выбора сечений приводов и кабелей, мощности трансформаторов.

Первой оценкой ЭН и их возможных максимальных значений являются: номинальная активная и реактивная $(P_{\text{ном}}, Q_{\text{ном}})$ нагрузки, мощность и ток $(S_{\text{ном}}, I_{\text{ном}})$. Номинальные нагрузки отдельных ЭП устанавливаются по каталогу (паспорту), группы ЭП – арифметическим суммированием для активной мощности, для реактивной нагрузки или полной мощности. Используется термин *номинальная нагрузка* вместо «установленная мощность или «присоединенная мощность».

Точность расчета нагрузок $\pm 10\%$, что связано в ряде случаев с неопределенностью и дискретизацией сечений проводников и мощности трансформаторов.

2.2. Методы определения электрических нагрузок

Методы, применяемые при расчетах ЭН, можно разделить на три группы: метод упорядоченных диаграмм, статистический и метод парциальных максимумов. Методы также делят на группы в связи с исходными данными. Выделяют группы, где расчетный 30-минутный максимум определяют умножением номинальной мощности на коэффициент меньше единицы (коэффициент спроса), умножением средней мощности (P_c) на коэффициент больше единицы по удельным показателям производства. Схема классификации методов показана на рис. 2.1. На практике применяется комплексный метод, включающий в себя все перечисленные методы.

2.3. Порядок определения расчетных электрических нагрузок по методу упорядоченных диаграмм

Определение расчетных ЭН выполняется согласно работе [7] в приведенной ниже последовательности.

1. Рассчитывается групповой коэффициент использования:

$$k_{\text{г}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{ш}i} P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{в}i} k_{\text{з}i} P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}}, \quad (2.1)$$

где k_{ni} – индивидуальный коэффициент использования i -го ЭП; k_{vi} – индивидуальный коэффициент включения i -го ЭП; k_{zi} – коэффициент загрузки i -го ЭП; $P_{номi}$ – номинальная мощность i -го ЭП.

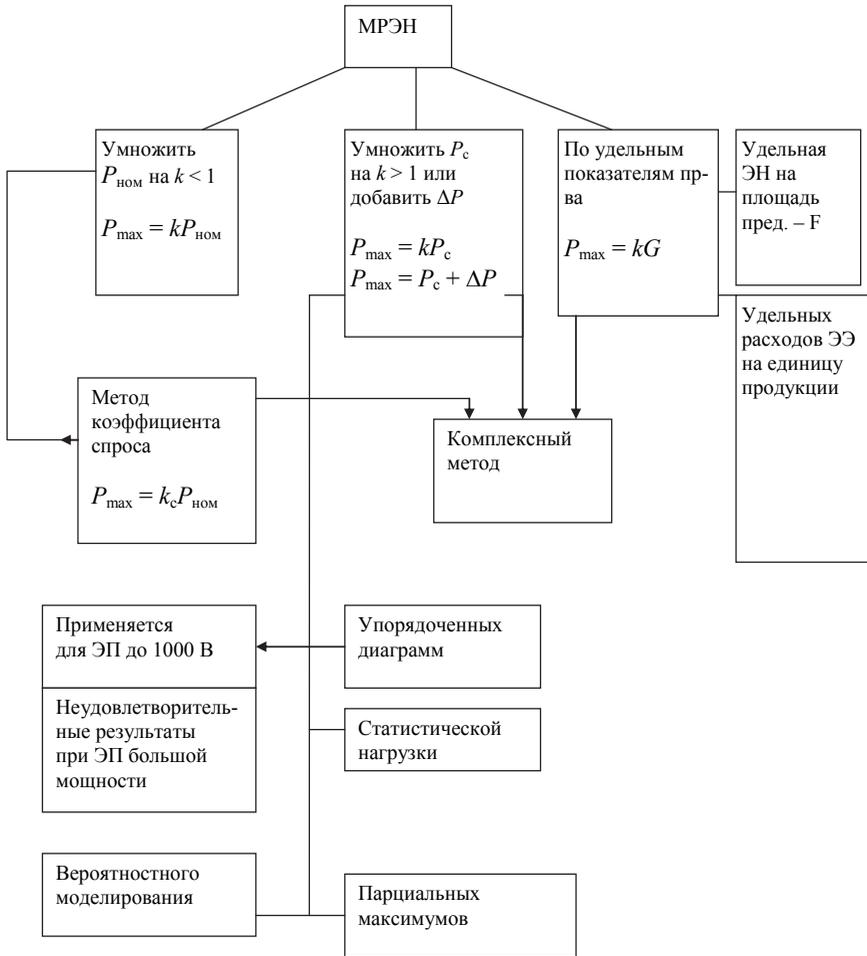


Рис. 2.1. Схема классификации методов расчета электрических нагрузок

2. Определяется эффективное (среднеквадратичное) число ЭП группы по активной мощности:

$$n_3 = n_{\text{СКВ}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i}^2}. \quad (2.2)$$

3. По кривым $k_{\text{max}} = f(n_{\text{СКВ}}, k_{\text{и}})$ или таблицам (см. приложение Б) при заданном $k_{\text{и}}$ и n_3 найти значение группового коэффициента максимума (рис. 2.2).

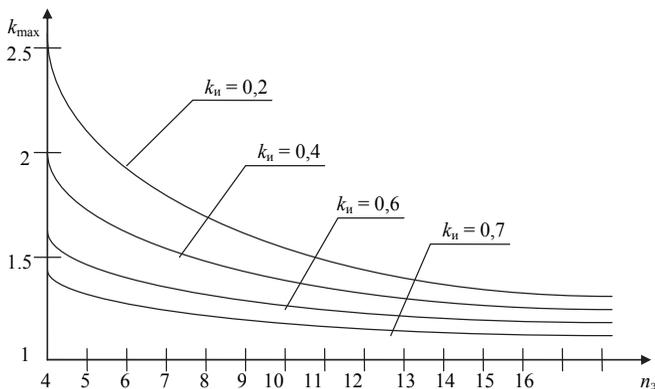


Рис. 2.2. Зависимость $k_{\text{max}} = f(n_3, k_{\text{и}})$

Расчетная нагрузка группы:

$$P_p = k_{\text{и}} k_{\text{max}} P_{\text{НОМ}}. \quad (2.3)$$

Расчет реактивной нагрузки можно производить двумя способами в зависимости от исходных данных.

1. Известны: $\cos \varphi_{\text{св}}$ – средневзвешенный коэффициент мощности; $\cos \varphi_{\text{max}}$ – коэффициент мощности в период максимальных нагрузок. При индуктивной нагрузке:

$$\left. \begin{aligned} Q_c &= P_c \operatorname{tg} \varphi_{\text{св}}, \\ Q_{\text{max}} &= P_c \operatorname{tg} \varphi_{\text{max}}. \end{aligned} \right| \quad (2.4)$$

2. Заданы показатели графика реактивных нагрузок. Расчеты реактивных расчетных нагрузок выполняют в следующем порядке.

Рассчитывается групповой коэффициент использования:

$$L_{\text{г}} = \frac{\sum_{i=1}^n l_{\text{в}i} q_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n q_{\text{ном}i}} = \frac{\sum_{i=1}^n l_{\text{в}i} l_{\text{з}i} q_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n q_{\text{ном}i}}, \quad (2.5)$$

где индивидуальные коэффициенты ЭП: $l_{\text{в}i}$ – использования; $l_{\text{з}i}$ – включения ($k_{\text{в}i}$); $l_{\text{з}i}$ – загрузки; $q_{\text{ном}i}$ – номинальная реактивная мощность i -го ЭП:

$$q_{\text{ном}i} = \frac{P_{\text{ном}i} \operatorname{tg}_i \varphi}{\eta_i};$$

определяется эффективное число ЭП по реактивной мощности:

$$n_{\text{эд}} = n_{\text{скд}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n q_{\text{ном}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n q_{\text{ном}i}^2}, \quad (2.6)$$

можно принять $n_{\text{эд}} = n_{\text{эр}}$ ($n_{\text{скд}} = n_{\text{скр}}$).

По кривым $L_{\text{г}} = f(n_{\text{эд}}, k_{\text{н}})$ при расчетном $L_{\text{г}}$ находят значение группового коэффициента $L_{\text{г}}$.

Расчетная нагрузка по реактивной мощности:

$$Q_{\text{г}} = L_{\text{г}} L_{\text{г}} L_{\text{г}} Q_{\text{ном}i}. \quad (2.7)$$

Если есть ЭП с опережающим током (СД, конденсаторы), их реактивная мощность принимается равной постоянной величине, вычитается из реактивной мощности остальных ЭП.

Пример расчета электрических нагрузок по методу упорядоченных диаграмм приведен в приложении Б.

2.4. Расчет электрических нагрузок по статистическому методу

Расчетная нагрузка по статическому методу определяется по формуле

$$P_{\max} = P_c + \beta \sigma_p, \quad (2.8)$$

где P_c – средняя мощность; σ_p – среднее квадратичное отклонение; β – аргумент нормальной функции распределения:

$$P_{\max} = \arg F[1 - P_{\text{доп}}]. \quad (2.9)$$

Для нормального распределения функция распределения вероятностей имеет вид (рис. 2.3)

$$F(p) = \frac{1}{2} + \Phi\left(\frac{P - P_c}{\sigma_p}\right).$$

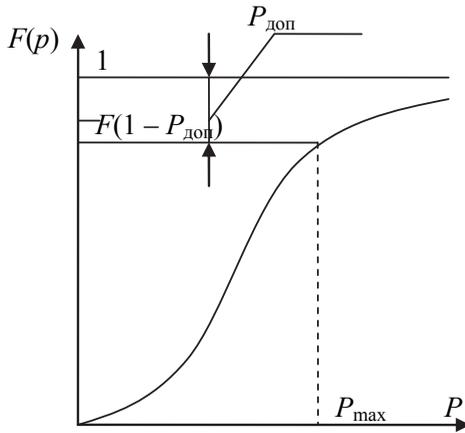


Рис. 2.3. Вид функции распределения вероятностей

Данные для стандартной функции нормального распределения $f(m = 0; \sigma = 1)$ показаны в табл. 2.1.

Таблица 2.1

β	1,0	1,2	1,4	1,6	2,0	2,4	2,6	2,8
Φ	0,341	0,385	0,419	0,445	0,477	0,492	0,495	0,497

Для интервала осреднения 30 мин при суточном ГЭН можно записать:

$$F(\beta, \sigma) = 1 - \frac{30}{1440} = 1 - 0,021 \approx 0,98, \quad \beta = 2,0 \dots 2,1.$$

Более обоснованно принимать $\beta = 2,0$, при этом $P_{\text{доп}} = 0,02$, $F(x, \sigma) = 0,98$, что соответствует максимуму нагрузки за интервал осреднения 30 мин.

$$\beta = \arg F(0,98). \quad (2.10)$$

Определение величины σ для группового графика можно выполнить по дисперсиям ЭН индивидуальных ЭП. Если известны коэффициенты формы ГЭН ЭП, $k_{\Phi i}$, то среднеквадратичная мощность ЭП

$$P_{\Phi i} = P_c k_{\Phi i}. \quad (2.11)$$

Дисперсия ЭН (мощности) ЭП

$$D_{\Phi i} = P_{\Phi i}^2 - P_{ci}^2 = P_{ci}^2 (k_{\Phi i}^2 - 1);$$

$$P_c = \sum_{i=1}^n P_{ci}. \quad (2.12)$$

Для n ЭП в группе

$$D_p = \sum_{i=1}^n D_{\Phi i} = \sum_{i=1}^n P_{ci}^2 (k_{\Phi i}^2 - 1). \quad (2.13)$$

Для группы ЭП

$$\sigma_p = \sqrt{\sum_{i=1}^n P_{ci}^2 (k_{\Phi i}^2 - 1)}. \quad (2.14)$$

Среднюю квадратичную мощность группы электроприемников и коэффициент формы группового графика ЭН можно найти по формулам

$$\left. \begin{aligned} P_{\Phi}^2 - \left(\sum_{i=1}^n P_{ci} \right)^2 &= \sum_{i=1}^n P_{ci}^2 (k_{\Phi i}^2 - 1), \\ k_{\Phi}^2 &= 1 + \sum_{i=1}^n \gamma_i^2 (k_{\Phi i}^2 - 1), \end{aligned} \right| \quad (2.15)$$

где $\gamma_i = \frac{P_{ci}}{P_c} = \frac{P_{ci}}{\sum_{i=1}^n P_{ci}}$ – доля мощности индивидуального i -го ЭП в общей мощности группы ЭП.

Порядок расчета максимальной мощности $P_{\max} = P_{\max}^{30'}$ на основе нормальной функции распределения:

- 1) получить исходные данные по ЭП в группе $P_{\text{ном}i}, k_{\text{ии}}, k_{\Phi i}$;
- 2) найти среднюю мощность группы ЭП

$$P_c = \sum_{i=1}^n k_{\text{ии}} P_{\text{ном}i}; \quad (2.16)$$

- 3) вычислить $\gamma_i = \frac{P_{\text{ном}i} k_{\text{ии}}}{P_c}$;

- 4) по формуле (2.15) найти k_{Φ} группового ГЭН;
- 5) найти коэффициент максимальной мощности

$$k_{\max} = 1 + \beta \sqrt{k_{\Phi}^2 - 1}; \quad (2.17)$$

- 6) вычислить максимальную активную мощность

$$P_{\max} = P_c k_{\max}; \quad (2.18)$$

- 7) оценить реактивную мощность по средневзвешенному значению $\text{tg } \varphi_{\text{св}}$, определенному по формуле

$$\text{tg } \varphi_{\text{св}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} k_{\text{ии}} k_{\max} \text{tg } \varphi_i}{P_{\max}}, \quad (2.19)$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi_{\text{св}} = P_{\text{с}} k_{\max} \operatorname{tg} \varphi_{\text{св}}. \quad (2.20)$$

$\operatorname{tg} \varphi_i$ определяется по характеристике $\cos \varphi = f(k_3)$:

$$\left. \begin{aligned} k_3 &= \frac{P_{\max}}{P_{\text{НОМ}}}, \\ P_{\text{НОМ}} &= \sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i}, \end{aligned} \right| \quad (2.21)$$

где k_3 – коэффициент загрузки.

Этот метод хорошо применять при малом числе ЭП в группе и их разнородности, а также при большой мощности и напряжениях свыше 1000 В.

Расчетная полная мощность

$$S_{\max} = P_{\max} + jQ_{\max}. \quad (2.22)$$

Если есть ЭП с опережающим током, то их реактивная мощность вычитается из реактивной мощности отстающего тока.

Определение коэффициентов формы графиков индивидуальных ЭП можно найти в зависимости от вида графика на основании следующего соотношения:

$$k_{\phi} = k_{\pi} \sqrt{\alpha}, \quad (2.23)$$

где $\alpha = T_p / T_v$ – коэффициент прерывистости работы ЭП; T_v – время включенного состояния; T_p – общее время работы; k_{π} – коэффициент для учета отклонения формы кривой потребляемой мощности от прямоугольной, ($k_{\pi} = 1,03 \dots 1,07$). В случае прямоугольной формы тока $k_{\pi} = 1$. Если известны P_c и P_3 , то $k_{\phi} = P_3 / P_c$.

При продолжительном ГЭН, известных T_{\max} и $T_{\text{с}(r)}$ можно найти

$k_{\max} = \frac{T_{\text{с}(r)}}{T_{\max}}$, где $T_{\text{с}(r)}$ – соответственно суточное или годовое время.

Коэффициент формы графика можно найти на основании формулы (2.17) по выражению

$$k_{\Phi} = \sqrt{\left(\frac{k_{\max} - 1}{\beta}\right)^2} + 1. \quad (2.24)$$

К примеру, для ЭП установки кустовых насосных станций известны коэффициент включения $k_{\text{в}} = 0,88$, время максимальных нагрузок $T_{\max} = 6500$ ч при $T_{\Gamma} = 8760$ ч. Коэффициент формы графика нагрузок индивидуального ЭП:

$$k_{\Phi i} = k_{\Pi} \sqrt{\frac{1}{k_d}}, \quad k_d = \frac{T_{\text{в}}}{T_{\text{ц}}}, \quad (2.25)$$

при $k_{\Pi} = 1$, $k_{\Phi i} = 1,066$, если $k_{\Pi} = 1,03$, то $k_{\Phi i} = 1,1$.

Для группового графика

$$k_{\max} = \frac{8760}{6500} = 1,35; \quad \beta = 2; \quad k_{\Phi i} = \sqrt{\left(\frac{1,35 - 1}{2}\right)^2} + 1 = 1,015.$$

Для этой группы ЭП можно констатировать, что ГЭН спокойный с малыми колебаниями мощностей. В случае повторно-кратковременного ГЭН при известном ПВ % для ЭП коэффициент формы ГЭН при регламенте работы ЭП $t_{\text{в}} = 4$ мин, $t_{\text{ц}} = 10$ мин ПВ % = 40. Тогда для типового ГЭН ЭП

$$k_{\Phi i} = 1,03 \sqrt{\frac{100}{40}} = 1,63. \quad (2.26)$$

По коэффициенту формы ГЭН можно судить о его характере: при $k_{\Phi} < 1,1$ – спокойный, $k_{\Phi} > 1,1 < k_{\Phi} < 1,6$ – с колебаниями, не достигающими нулевых значений при $k_{\Phi} > 1,6$ – с глубокими колебаниями.

2.5. Упрощенный статистический метод

В случае группы однородных ЭП с $U_n < 1000$ В величину k_{ϕ} можно не вычислять, а воспользоваться упрощенным методом. Для этого используется приближенная формула, связывающая коэффициент максимума и коэффициент использования:

$$k_{\max} = 1 + \frac{0,5 - 0,4k_{\text{и}}}{k_{\text{и}} \sqrt{n_3}}. \quad (2.27)$$

Величина n_3 определяется так же, как и в методе упорядоченных диаграмм. Средняя и максимальная активная мощность

$$P_c = k_{\text{и}} P_{\text{ном}}; \quad P_{\max} = k_{\max} P_c. \quad (2.28)$$

Пример расчета. Исходная информация: $k_{\text{и}} = 0,7$; $P_c = 300$ кВт; $n_3 = 13$ шт.

Решение: по формуле (2.27) вычисляем k_{\max}

$$k_{\max} = 1 + \frac{0,5 - 0,4 \cdot 0,7}{0,7 \sqrt{13}} = \frac{0,22}{2,52} = 1,087;$$

расчетная активная нагрузка

$$P_{\max} = 1,087 \cdot 300 = 326,2 \text{ кВт.}$$

Нагрузки, определяемые по упрощенному методу, получаются ниже, чем по методу упорядоченных диаграмм. В связи с особенностями ГЭН технологических установок НГП для определения k_{\max} рекомендуют использовать «Указания по расчету и регулированию электрических нагрузок и электропотребления предприятий нефтяной промышленности» РД39-0147323-803-89-Р.

Общее правило при использовании методов упорядоченных диаграмм и статистического: расчетная нагрузка принимается равной сумме номинальных мощностей ЭП при $n_{\max} \leq 4$.

2.6. Порядок расчета нагрузок по методу вероятностного моделирования

За основу расчетов принимается групповой ГЭН, для которого должны быть определены два основных параметра: P_c – средняя мощность (оценка, математического ожидания) за весь период исследования; P_{\max} – максимально возможная нагрузка в графике за интервал усреднения. К примеру, для насосных и компрессорных станций за P_c принимается нагрузка, определяемая одним из способов:

– по коэффициенту использования

$$P_c = k_{\text{и}} P_{\text{н}}, \quad (P_c = C),$$

где $k_{\text{и}}$ – групповой коэффициент использования;

– по методу удельных расходов ЭЭ и величине производственного плана продукции

$$P_c = \frac{\omega \Pi}{T} = C, \quad (2.29)$$

где ω – групповая норма расхода ЭЭ, кВт · ч/ед. прод.; Π – план производства продукции за время T .

Возможная наибольшая нагрузка установки P_{\max} при отсутствии дополнительных данных:

$$M = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} = P_{\max}, \quad (2.30)$$

где $P_{\text{ном}i}$ – номинальная мощность i -го элемента технологической установки.

Величина расчетной нагрузки установки определяется по формулам

$$\left. \begin{aligned} P_{\max}^p &= P_c \left[1 + \frac{\sqrt{\frac{P_{\max}}{P_c} - 1}}{\sqrt{3}} \right] \text{ при } \frac{C}{M} \leq 0,75; \\ P_{\max}^p &= P_{\max} = M, \text{ при } \frac{C}{M} > 0,75. \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

Расчетная реактивная нагрузка от асинхронных двигателей определяется аналогично. Для групп синхронных двигателей расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_p = Q_c = k_{и} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}} P_{\text{ном}} A_M, \quad (2.32)$$

где A_M – коэффициент располагаемой реактивной мощности при заданном $k_{и}$. Для СЭД серии СТД – $A_M = 0,8$, для серии СДН – 1, 1.

Метод вероятностного моделирования рекомендуется для расчета нагрузок установок с высоковольтными ЭД при любом числе ЭП.

Пример. Дожимная насосная станция включает в себя блок из трех насосов с АЭД $P_{\text{ном}} = 630$ кВт, коэффициенты использования АЭД – 0,7 по активной и 0,72 по реактивной мощности, режим загрузки под номинальную мощность, $\cos \alpha = 0,8$ ($\operatorname{tg} \alpha = 0,79$), $\eta = 0,9$.

По вероятностной модели графика активной мощности

$$C = P_c = k_{и} P_{\text{ном}} = 0,7 \cdot 3 \cdot 630 = 1323 \text{ кВт},$$

$$M = P_{\text{ном}} = 3 \cdot 630 = 1890 \text{ кВт}.$$

$$\frac{C}{M} = \frac{P_c}{P_{\text{max}}} = \frac{1323}{1890} = 0,7 < 0,75,$$

$$P_p = 1323 \left(1 + \frac{\sqrt{\frac{1890}{1323} - 1}}{\sqrt{3}} \right) = 1764 \text{ кВт}.$$

Номинальная реактивная мощность ЭД:

$$q_i = \frac{630 \cdot 0,8}{0,9} = 560 \text{ квар}.$$

Параметр моделирования Q_c по реактивной мощности:

$$C_d = Q_c = L_{и} Q_{\text{ном}} = 3 \cdot 560 \cdot 0,72 = 1210 \text{ квар};$$

$$\frac{C_d}{M_d} = \frac{Q_c}{Q_{\text{max}}} = \frac{1210}{1575} = 0,77 > 0,75;$$

$$Q_{\text{max}} = Q_{\text{ном}} = 3 \cdot 560 = 1680.$$

В результате получим расчетную реактивную мощность:
 $Q_p = 1680$ квар.

Расчетная нагрузка блочной дожимной насосной станции составит:

$$q = 1764 + j1680 = 2436 e^{j47^\circ}.$$

Электрические нагрузки определяются для рабочих агрегатов без учета резервных. В табл. 2.2 приведены расчетные нагрузки типовых нефтепромысловых и газопромысловых установок.

Таблица 2.2

Нагрузки типовых установок

Число, мощность работы ЭД, кВт	Тип привода	Средняя нагрузка, кВт + j квар	Расчетная нагрузки, кВт + j квар
3 × 1250	Синхронный	2630 + j(-1270)	3340 + j(-1270)
3 × 1250	Асинхронный	2630 + j1630	3340 + j2070
3 × 4000	Синхронный	8240 + j5320	10800 + j6630

Для установок нерегулируемого режима работы за ЭП принимается не отдельный электропривод, а одна технологическая установка.

Энергопотребление за месяц: $W_{\text{мес}} = P_c \cdot 720$ кВт · ч; за год – $W = P_c \cdot 8760$, кВт · ч.

Количество часов использования максимума: $T_{\text{max}} = \frac{W}{P_{\text{max}}}$.

При проектировании параметры T_{max} можно найти в справочнике (см. РД - 39 - 0147325 - ...).

Коэффициент разновременности максимумов ($k_{\text{рв}}$) при большом разбросе T_{max} принимают 0,95 или 0,9; при переменных ГН – снижают, $k_{\text{рв}} = 0,8 \dots 0,85$.

Таблица 2.3

**Показатели электрических нагрузок технологических установок
нефтяной промышленности**

Установка	Коэффициент включения, $k_{\text{в}}$	Коэффициент загрузки, $k_{\text{з}}$	Коэффициент мощности, $\cos \alpha$	Время мак- симума, T_{max} , ч/год
Станки качалки	0,84	0,73	0,78	5000...6500
Компрессорные станции	0,88	0,77	0,8	6500...8000
Насосы НПС	0,88	0,78	0,78	6700...8200

Метод парциальных максимумов используется для расчета суммарных нагрузок по формуле

$$P_{\text{max}} = P_{\text{с}} + \sqrt{\sum_{i=1}^n \Delta P_i^2}, \quad (2.33)$$

где ΔP_i – парциальная расчетная добавка, вносимая ГН i -й группы.

Формулы для суммирования разнородных ЭН:

$$P_{\text{max}} = \sum_{i=1}^n P_{ci} + \sqrt{\sum_{i=1}^n (P_{\text{max c}} - P_{ci})^2}. \quad (2.34)$$

Для реактивной мощности:

$$Q_{\text{max}} = \sum_{j=1}^m Q_{cj} + \sqrt{\sum_{j=1}^m (Q_{\text{max } j} - Q_{cj})^2} + \sum_{k=1}^{n-m} (-Q_k), \quad (2.35)$$

где m – число ЭП с отстающим током; j – номер группы ЭП; k – число ЭП с опережающим током; n – общее число групп ЭП.

2.7. Методы удельных нагрузок

Методы третьей группы связаны с определением ЭП по удельным показателям производства, являются оценочными и используются при прогнозных расчетах. В НПП реально может применяться метод удельного расхода ЭЭ при следующих условиях:

– ровные и плотные ГЭН (компрессорные станции, ГПЗ, транспорт газа);

– стабильные расходы ЭЭ на единицу продукции;

– установившиеся объемы производства.

Порядок расчета, применяемый в методе удельных нагрузок:

– определить годовой расход ЭЭ, $W = \omega П$;

– среднюю электрическую нагрузку $P_c = P_{\max} = \frac{W}{8760}$;

– реактивную нагрузку по среднеквадратичному значению коэффициента мощности:

$$Q_c = Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi_{\text{cp}} = P_{\max} \frac{\sin \varphi_{\text{cp}}}{\cos \varphi_{\text{cp}}} = P_{\max} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{cp}}}}{\cos \varphi_{\text{cp}}}.$$

Если известно T_{\max} , то расчетная мощность будет равна

$$P_{\max} = \frac{W}{T_{\max}}.$$

Т а б л и ц а 2.4

Удельные расходы ЭЭ производств нефтедобывающей промышленности

Технологическая операция	Измеритель	Удельный расход ЭЭ кВт · ч/ед. продукции
Глубинно-насосная добыча нефти	Тонна жидкости (тж)	6...12
Закачка воды в пласт	Кубический метр (м ³)	5...10
Обработка нефти	Тонна (т)	0,7...1,8
Скважинные водозаборы	Кубический метр (м ³)	0,2...0,7
Бурение скважин	Один метр проходки	40...60
Сбор попутного газа	Одна тысяча кубических метров	110...220

3. ВЫБОР АППАРАТОВ, ОБОРУДОВАНИЯ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

3.1. Выбор мощности силовых трансформаторов

На подстанциях применяют, как правило, не менее двух трансформаторов для электроснабжения потребителей первой и второй категории. При этом при аварийном или ремонтном отключении одного трансформатора второй должен его замещать. Таким образом, один трансформатор должен быть рассчитан на полную расчетную мощность потребителей.

Общим принципом выбора трансформаторной мощности является учет износа изоляции за экономический срок службы, принимаемый равным 16–20 годам. В случае особых графиков нагрузок мощность трансформаторов выбирают по расчетному 30-минутному максимуму нагрузки.

Метод, учитывающий износ изоляции обмоток, предложен Л.М. Шницером и включен в стандарты. За основу здесь принят суточный график нагрузок, а точнее, коэффициент заполнения α . На его основе определяется допустимая перегрузочная способность:

$$K = \alpha - Bt; \quad a = 1,755 - 0,78\alpha; \quad B = \frac{0,346\alpha - 0,78(1 - \alpha)}{24\alpha}, \quad (3.1)$$

где $\alpha = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}^{30\%}}$ – коэффициент заполнения графика нагрузки;

$K = \frac{P_{\text{max}}^{30\%}}{P_{\text{рном(Т)}}}$ – коэффициент допустимых перегрузок; $P_{\text{рном(Т)}} = \frac{P_{\text{max}}^{30\%}}{K}$ – расчетная активная мощность трансформатора.

Расчетная полная мощность трансформатора

$$S_{p(T)} = \frac{P_{pном(T)}}{n_T \cos \varphi}, \quad (3.2)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, указываемый в паспортных данных трансформатора; $t = 0,5$ ч – время перегрузок трансформатора. Выбор номинальной мощности трансформатора при их числе $n > 1$ в общем виде определяется из выражения

$$S_{ном} \geq \frac{P_p}{K_{пmax} (n-1) \cos \varphi}, \quad (3.3)$$

где $P_p = P_{max} K_{1-2}$ – расчетная мощность; P_{max} – суммарная активная максимальная нагрузка подстанции; K_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей первой и второй категорий; $K_{пmax}$ – коэффициент допустимой перегрузки.

Если при аварийных режимах до 25 % потребителей можно отключить, то $K_{1-2} = 0,75 \dots 0,85$. При отсутствии потребителей третьей категории $K_{1-2} = 1$. Для двухтрансформаторной подстанции:

$$S_{ном} \geq \frac{P_{max} K_{1-2}}{K_{пmax} \cos \varphi}. \quad (3.4)$$

Отношение $K = K_{1-2} / K_{пmax}$ – меньше единицы и характеризует резервную мощность, заложенную в трансформаторе при выборе его номинальной мощности.

При аварийных нагрузках допускается перегрузка трансформаторов на 40 % во время максимумов суточной продолжительности не более 6 ч в течение не более пяти суток, при этом коэффициент заполнения суточного графика должен быть не более 0,75. Для двухтрансформаторной подстанции:

$$S \geq \frac{P_{max} K}{\cos \varphi}. \quad (3.5)$$

На практике принимают $K \approx 0,7$, тогда $S_T = 0,7P_{\max}$. Суммарная мощность двухтрансформаторной подстанции:

$$\sum S_T = 2(0,7P_{\max}) = 1,4P_{\max}. \quad (3.6)$$

Аварийные перегрузки трансформаторов со всеми видами охлаждения показаны в табл. 3.1.

Т а б л и ц а 3.1

Перегрузка, %	30	45	60	75	100	200
T, мин	120	80	45	20	10	1,5

Перегрузки приведены для наиболее загруженной обмотки.

3.2. Выбор сечений проводников

Транспорт (канализация) электрической энергии осуществляется в системах электроснабжения по воздушным (ВЛ) и кабельным (КЛ) линиям, токопроводам (устройства для передачи и распределения электроэнергии) и электропроводам. Выбор сечений проводников выполняется по экономической плотности тока из условия

$$S_{\text{пр}} \geq \frac{I_{\text{эф}}^p}{j_3}, \quad (3.7)$$

где $I_{\text{эф}}$ – эффективный расчетный ток проводника за период характерного суточного графика нагрузок. Если известна среднеквадратичная активная мощность трехфазной сети, то

$$P_{\text{э(р)}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{эф}} U_c \cos \varphi;$$

$$I_{\text{эф}} = \frac{P_{\text{э(р)}}}{\sqrt{3} \cdot U_c \cos \varphi}. \quad (3.8)$$

Если известна средняя эффективная полная мощность, тогда

$$S_{\text{эф}} = \sqrt{P_{\text{эф}}^2 + Q_{\text{эф}}^2} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{эф}} U_c;$$

$$I_{\text{эф}} = \frac{S_{\text{эф}}}{\sqrt{3} \cdot U_c}. \quad (3.9)$$

Экономическая плотность тока, определенная по приведенным затратам, может быть найдена по формуле

$$j_3 = 0,9 \sqrt{\frac{\Pi_M (E_H + q)}{\Pi_3 \cdot T_\Gamma \cdot \rho_M}}, \quad (3.10)$$

где Π_M – цена материала, руб/дм³; $E_H \approx 0,12 \dots 0,15$ – нормативный коэффициент экономической эффективности; q – доля амортизационных отчислений; Π_3 – цена электроэнергии, руб/кВт · ч; T_Γ – годовое время включения линии, ч; ρ_M – удельное сопротивление проводника, $\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$.

Формулу для j_3 можно получить на основании выражения для приведенных затрат на линию:

$$D = K(E_H + q) + C_3 = (K_0 + \Pi_M S)(E_H + q) + \Pi_3 \cdot j_3^2 \cdot S \cdot \rho_M \cdot T_\Gamma.$$

Если решим выражение $\frac{dD}{dS} = 0$, то получим формулу (3.10). Коэффициент 0,9 учитывает потери электроэнергии при нагреве провода.

При неизвестных величинах в формуле (3.10) можно воспользоваться рекомендациями ПУЭ и принять $j_3 = 1,0 \dots 2,0$ А/мм².

Выбор проводников по нагреву выполняется по условию

$$S_{\text{пр}} \geq \frac{I_{\text{р(max)}}}{j_{\text{доп}}},$$

где $I_{p(\max)}$ – расчетный максимальный ток, определенный по расчетному 30-минутному максимуму. При трехфазной воздушной линии:

$$P_p = P_{\max}^{30'} = \sqrt{3} \cdot I_{p(\max)} U_c \cos \varphi,$$

или

$$I_{p(\max)} = \frac{S_{\max}^{30'}}{\sqrt{3} \cdot U_c}. \quad (3.11)$$

Здесь учитывается реактивная составляющая тока.

Если для проводника задан длительно допустимый ток и сечение, то допустимая плотность тока

$$j_{\text{доп пр}} = \frac{I_{\text{доп пр}}}{S_{\text{ст}}}, \quad (3.12)$$

где $S_{\text{ст}}$ – стандартное сечение проводника. В этом случае задача сводится к подбору проводника, отвечающего условию

$$I_{\text{доп пр}} \geq I_{p(\max)}. \quad (3.13)$$

Заметим, что для открытых проводников $I_{p(\max)}$ должно определяться за интервал усреднения в двадцать минут.

3.3. Выбор аппаратов по номинальным параметрам

Аппараты должны удовлетворять условиям длительной работы, режиму перегрузок и возможных коротких замыканий, соответствовать условиям окружающей среды. Все элементы выбирают по номинальным параметрам и проверяют по устойчивости при сквозных токах короткого замыкания.

Аппараты по изоляционным свойствам выполняют на напряжения на 10...15 % выше номинальных. Поэтому нужно соблюдать условие $U_{\text{ном а}} > U_{\text{ном ус}}$, где $U_{\text{ном а}}$ – номинальное напряжение аппарата; $U_{\text{ном ус}}$ – номинальное напряжение установки.

При протекании по аппарату номинального тока он не нагревается. Аппарат выбирают так, чтобы максимально действующий ток в цепи не превышал номинального, указанного в паспорте аппарата.

Аппараты, выбранные по номинальному току и напряжению, подлежат проверке на термическую и динамическую стойкость при токах короткого замыкания и отключающую способность.

Измерительные трансформаторы проверяют на соответствие классу точности. Реакторы выбирают по требуемому снижению токов короткого замыкания.

3.4. Выбор высоковольтных выключателей

Рекомендуется применять комплектные КРУ и КСО. При больших мощностях КЗ и рабочих токах рекомендуется использовать шестибачковые (по два на фазу) горшковые выключатели МГР-10 с номинальными токами 3200; 4000; 5000 А и отключаемым током 30, 45 и 60 кА, выключатели электромагнитные ВЭМ-6, ВЭМ-10 на токи 1000...3200 А. Широкое применение получают вакуумные выключатели особенно при частых переключениях цепей. Выбор выключателей производят по условиям

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб(max)}}, \quad I_{\text{п0}} < I_{\text{дин}}, \quad (3.14)$$

где $I_{\text{п0}}$ – действующее значение периодической составляющей начального тока КЗ; $I_{\text{дин}}$ – действующее значение периодической составляющей тока электродинамической стойкости выключателя.

Далее аппарат проверяют на отключающую способность по условию

$$I_{\text{откл ном}} \geq I_{\text{п max}},$$

где $I_{\text{п max}}$ – периодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя; $I_{\text{откл ном}}$ – номинальный ток отключения выключателя.

Термическая стойкость проверяется по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ и найденным по каталогу I_{T} и t_{T} ; расчетный импульс квадратичного тока

$$I_{\text{T}}^2 t \geq B_k, \quad \text{kA}^2 \cdot \text{с}, \quad (3.15)$$

где I_T – ток термической стойкости выключателя; t – длительность протекания тока термической стойкости.

$$\text{При удаленном КЗ } B_k = I_{п0}^2 (\tau + T_\alpha),$$

где $\tau = t_{рз}$ – расчетное время отключения выключателя; $t_{рз} = 0,01$ с – время действия релейной защиты при расчете кабелей; $t_{рз} = 0,5 \dots 0,6$ с – для вводных выключателей.

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей выполняются по условиям, приведенным в табл. 3.2.

Т а б л и ц а 3.2

Параметры выбора аппаратов

Расчетный параметр цепи	Данные разъединителя по каталогу	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{раб(маx)}$	$I_{ном}$	$I_{раб(маx)} < I_{ном}$
i_y	$I_{маx дин}$	$i_y < I_{маx дин}$
B_k	$I_{маx} t_{маx}$	$B_k \leq I_{маx}^2 t_{маx}$

3.5. Параметры и расчеты ЛЭП

Параметры ЛЭП

Для расчетов ЛЭП необходимо знать электрические параметры и характеристики режимов работы. Параметры ЛЭП включают в себя активное и индуктивное сопротивление, активную и реактивную проводимость. Величина активного сопротивления токопроводящих проводов и жил кабелей в омах на километр (Ом/км) при температуре t °С определяется по формуле

$$r_t = \frac{\rho_{20}}{S} [1 + \alpha(t - 20)], \quad (3.16)$$

где ρ_{20} – удельное сопротивление материала провода при 20 °С, Ом · мм²/км; S – площадь поперечного сечения провода, мм²; α – тем-

пературный коэффициент сопротивления, $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (для меди и алюминия $\alpha = 0,004, ^{\circ}\text{C}^{-1}$).

Удельные сопротивления проводов: медных 18,87; алюминиевых 31,2 Ом \cdot мм²/км. Данные приведены для средних условий.

Индуктивное сопротивление ЛЭП определяют расчетом [9], и для усредненных условий могут приниматься трехжильные кабели напряжением 6, 10 кВ и сечением жилы 70...120 мм² $x_0 = 0,08$ Ом/км; воздушные линии напряжением до 220 кВ $x_0 = 0,4$ Ом/км.

Реактивная проводимость ЛЭП обусловлена наличием емкости между проводами и относительно земли. В расчетах реактивная (емкостная) проводимость ВЛ при частоте 50 Гц определяется по формуле

$$b = \frac{7,58}{\lg \frac{2D_{\text{cp}}}{d}} 10^{-6}, \text{ См/км}, \quad (3.17)$$

где D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между осями проводов, м; d – диаметр поперечного сечения провода, м.

Реактивную проводимость КЛ определяют по величине рабочей емкости по формуле

$$b_0 = \omega C_p, \text{ См/км}, \quad (3.18)$$

где C_p – рабочая емкость, мкФ/км; ω – угловая частота, рад/с.

Величина рабочей емкости кабелей при напряжениях 6, 10 кВ и сечении жил 35...240 мм² лежит в пределах 0,31...0,46 мкФ.

Наличие реактивной проводимости ведет к появлению в линии емкостного (зарядного) тока:

$$I_C = U_{\text{ном}} b_0 \frac{l}{\sqrt{3}}, \quad (3.19)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение в линии, В; l – длина линии, км.

Величина емкостных токов для ВЛ до 110 кВ и КЛ до 10 кВ мала по сравнению с токами нагрузки и поэтому в расчетах не учитывается.

Пример. Найти величину емкостного (зарядного) тока для КЛ 10 кВ, сечением жилы $S = 70$ мм², длиной $l = 2$ км, частотой $f = 50$ Гц.

Решение. Для трехжильного кабеля 10 кВ сечением 70 мм² находим рабочую емкость: $C_p = 0,31$ мкФ. По формуле (3.18) емкостная прово-

димось $b_0 = 314 \cdot 0,31 = 97,3 \cdot 10^{-6}$, См/км. По формуле (3.19) емкостный ток КЛ:

$$I_C = 10 \cdot 10^3 \cdot 97,3 \cdot 10^{-6} \cdot 2 / \sqrt{3} \approx 1,13 \text{ А}.$$

В реальных условиях рабочие токи существенно больше емкостных.

Активная проводимость ЛЭП связана с явлением короны и утечками тока через изоляцию. Явление короны (свечение проводов ВЛ) наступает при напряженности электрического поля, создаваемого проводами, больше электрической прочности воздуха, равной в средних условиях 21,1 кВ/см. ЛЭП проектируют обычно так, чтобы потери энергии через корону отсутствовали. Утечки тока через изоляцию проводов незначительны. В связи с изложенным активную проводимость ЛЭП не учитывают в расчетах.

Электрические расчеты ЛЭП

Электрические расчеты ЛЭП выполняют с целью выбора надежных и экономичных сечений проводов (жил кабелей), а также оценок технико-экономических показателей транспорта (передачи) электроэнергии. Определяют следующие величины: токи средние, эффективные, максимальные; потери напряжения; технологические расходы (потери) активной и реактивной энергии.

Токи фазы первичной ЛЭП определяют при известных активной P и реактивной Q мощностях на входных зажимах ТП. В этом случае при номинальном напряжении $U_{\text{ном}}$ справедливо соотношение

$$\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} I_1 = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (3.20)$$

Из формулы (3.20) получим

$$I_1 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{3U_{\text{ном}}}. \quad (3.21)$$

Средние значения активной и реактивной мощности можно найти по соответствующим расходам энергии за некоторый период.

В случае выпрямительных агрегатов (ВА) токи на входе I_1 и выходе I_d при выпрямленном напряжении на холостом ходу U_{d0} связаны зависимостью

$$I_1 = \frac{\pi U_{d0}}{3\sqrt{3} \cdot U_{1\text{НОМ}}} I_d \approx 0,6 \frac{I_d}{K_{\text{ТВ}}}, \quad (3.22)$$

где $K_{\text{ТВ}} = \frac{U_{1\text{НОМ}}}{U_{d0}}$ – коэффициент трансформации и выпрямления.

Пример. Пусть $U_{1\text{НОМ}} = 10,5$ кВ, $U_{d0} \approx 0,65$ кВ, тогда $K_{\text{ТВ}} = 10,5 / 0,65 \approx 16,15$. Допустим ток на выходных зажимах $I_d = 1615$ А, тогда по формуле (3.22)

$$I_1 = 0,6 \cdot 1615 / 16,15 = 60 \text{ А.}$$

Интегральные параметры токов определяют по графикам $I_1(t)$ или $P(t)$ и $Q(t)$ за период T . Средний и эффективный (среднеквадратичный) токи можно найти по формулам

$$I_{10} = \frac{1}{T} \int_0^T I_1(t) dt; \quad I_{1\text{Э}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I_1^2(t) dt}. \quad (3.23)$$

В формуле (3.23) интегрирование можно заменить суммированием по участкам величин $I_{1j} \Delta t_j$, где I_{1j} – средний ток на участке продолжительностью Δt_j . Отношение $\frac{I_{1\text{Э}}}{I_{10}} = K_{1\text{Э}} = K_{\text{Ф}}$, как показано выше, называют коэффициентом формы графика нагрузок, или коэффициентом эффективности.

Потери напряжения (ΔU) в ЛЭП определяют с целью оценки качества электроэнергии на входных зажимах ТП. Расчеты ΔU ведут по одной фазе, а затем переходят к трехфазной системе. Расчетная схема фазы линии представлена на рис. 3.1, а. При длине линии l активное и индуктивное сопротивления $R = r_0 l$; $x = x_0 l$. Без учета проводимостей схему замещения фазы ЛЭП можно представить, как показано на рис. 3.1, б. Фаза нагружена током I_1 при коэффициенте мощности на выходе $\cos \varphi_2$. На рис. 3.1, в изображена векторная диаграмма потерь напряжения.

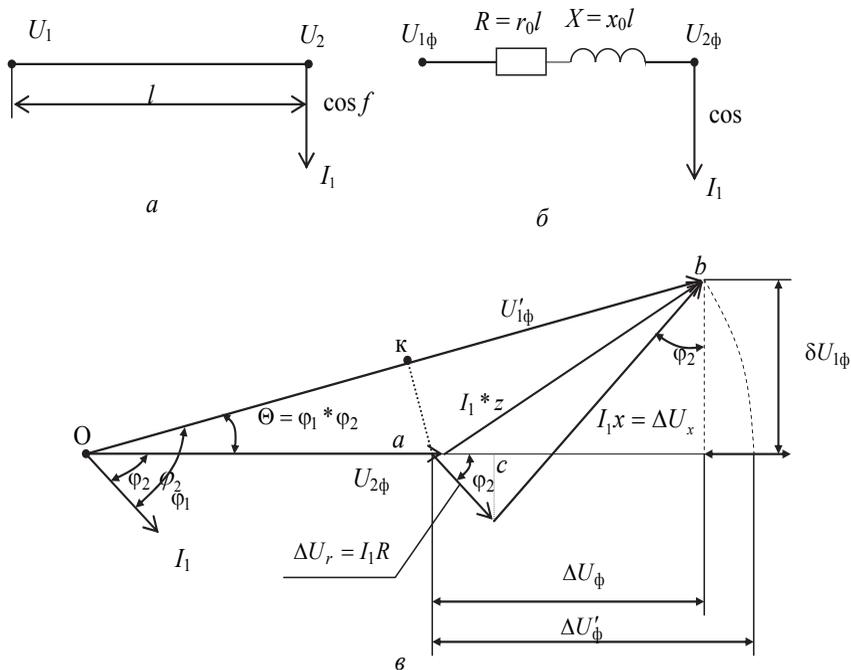


Рис. 3.1. Трехфазная линия (а), ее схема замещения (б) и векторная диаграмма (в)

Вектор напряжения источника питания $U'_{1\phi}$ (Ob) будет равен геометрической сумме векторов $U_{2\phi}$ (Oa), ΔU_R (ac) и ΔU_x (cb). Потеря напряжения в линии определяется разностью: $\Delta U'_\phi = U'_{1\phi} - U_{2\phi}$ (кВ). Определение потерь напряжения аналитическим путем возможно, если векторы ΔU_R и ΔU_x проецировать на направление вектора $U_{2\phi}$. Тогда можно записать

$$\Delta U_\phi = RI_1 \cos \varphi_2 + x I_2 \sin \varphi_2 . \quad (3.24)$$

Замена $\Delta U'_\phi$ на ΔU_ϕ вносит погрешность, которая не превышает 3...5 % от ΔU_ϕ и находится в пределах точности измерений.

Потери линейного напряжения выражаются следующей формулой:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \Delta U_\phi = \sqrt{3} \cdot I_1 (R \cos \varphi_2 + x \sin \varphi_2) . \quad (3.25)$$

Выражение для ΔU можно записать через активную и реактивную мощности, определяемые по формулам

$$P = \sqrt{3} \cdot U_{1\text{НОМ}} I_1 \cos \varphi_2 ;$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot U_{1\text{НОМ}} I_1 \sin \varphi_2 .$$
(3.26)

Определив из формулы (3.26) $\cos \varphi_2$ и $\sin \varphi_2$ и подставив их в выражение (3.25), получим расчетную формулу

$$\Delta U = \frac{PR + Qx}{U_{1\text{НОМ}}} .$$
(3.27)

3.7. Пример выбора параметров и расчета ЛЭП системы первичного электроснабжения

Дано: координаты размещения подстанций и источников питания (рис. 3.2, табл. 3.3); показатели нагрузок подстанций (табл. 3.4).

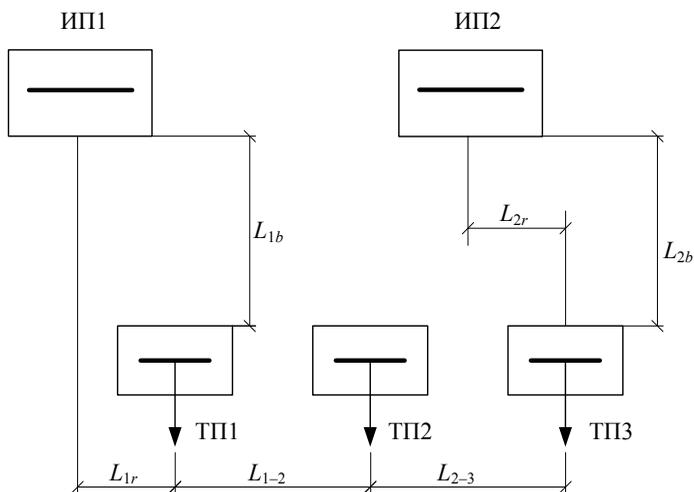


Рис. 3.2. Размещение подстанций и источников питания

Таблица 3.3

Значения длин, км

L_{1-2}	L_{2-3}	L_{1b}	L_{1r}	L_{2b}	L_{2r}
3,5	4,0	1,5	0,7	2,5	1,5

Таблица 3.4

Показатели нагрузок ТП

Показатели нагрузок			
Ток подстанции $I_{п0}$, А	K_3	Коэффициент мощности	КПД
2200	1,04	0,92	0,92
1800	1,06	0,85	0,85
2000	1,05	0,9	0,90

Вопросы, подлежащие решению: выбрать схему питания ТП и определить длины питающих ЛЭП; найти ЭН линий в нормальном и вынужденном режимах и определить сечения жил кабелей; найти потери мощности, электроэнергии и напряжения.

Выбор схемы питания ТП

Возможны различные варианты формирования схем на основе заданного расположения объектов. Но наиболее выгодным (исходя из наименьшей длины кабелей) является вариант транзитной схемы, показанный на рис. 3.3 (Л – линия, В – вводы, ИП – источник питания, ТП – подстанция).

Расчетные электрические нагрузки ЛЭП

Нормальный режим:

длины линий на основе заданной геометрии будут следующими:
 $l_{л1} = 1,66$ км; $l_{л2} = 3,50$ км; $l_{л3} = 4,00$ км; $l_{л4} = 2,92$ км.

В нормальном режиме все объекты находятся в рабочем состоянии. Для питания подстанций на данной схеме достаточно работы трех ли-

ний (одна остается резервной). Для примера рассмотрим вариант работы схемы с отключенной линией ЛЗ (рис. 3.4).

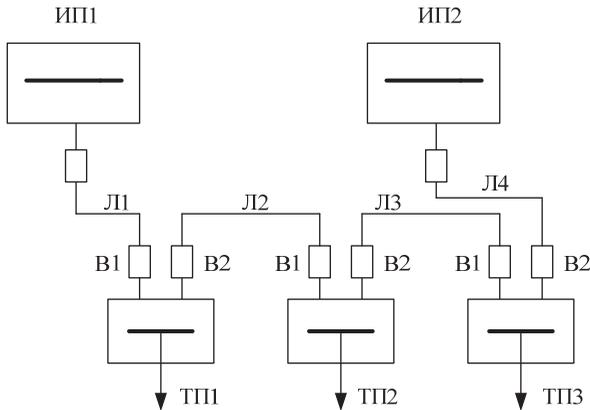


Рис 3.3. Транзитная схема питания подстанций

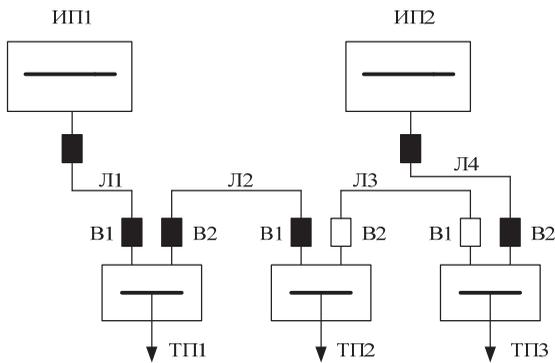


Рис. 3.4. Схема питания подстанций в нормальном режиме

Активную мощность подстанции определим по формуле

$$P = \frac{I_{п0} K_9 U_{d \text{ ном}}}{\eta} . \quad (3.28)$$

Приняв $U_{d\text{ном}} = 0,6$ кВ, получим мощность ТП:
 активная – $P_1 = 1492$ кВт, $P_2 = 1347$ кВт, $P_3 = 1400$ кВт;

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (3.29)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = 0,426, \operatorname{tg} \varphi_2 = 0,62, \operatorname{tg} \varphi_3 = 0,484;$$

реактивная

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.30)$$

$$Q_1 = 636 \text{ квар}, Q_2 = 835 \text{ квар}, Q_3 = 678 \text{ квар}.$$

Полная

$$S = \sqrt{Q^2 + P^2}, \quad (3.31)$$

$$S_1 = 1622 \text{ кВт}, S_2 = 1630 \text{ кВт}, S_3 = 1555 \text{ кВт}.$$

Токи подстанции ТП найдем по формуле

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (3.32)$$

$$I_1 = 89,2 \text{ А}, I_2 = 89,6 \text{ А}, I_3 = 85,5 \text{ А}.$$

Вынужденный режим. При отказе источника питания ИП2 (рис. 3.5) линия Л4 не будет обеспечивать питание ТП3. В таком случае в работу включают резервную линию Л3 и все подстанции будут получать питание от ИП1.

Активная мощность в линиях:

$$P_{\text{л3}} = P_3 = 1400 \text{ кВт}; P_{\text{л2}} = P_2 + P_3 = 2747 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{л1}} = P_1 + P_2 + P_3 = 4239 \text{ кВт}.$$

Реактивная мощность в линиях:

$$Q_{\text{л3}} = Q_3 = 678 \text{ кВт} \cdot \text{Ар}; Q_{\text{л2}} = Q_2 + Q_3 = 1513 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{л1}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 = 2148 \text{ квар}.$$

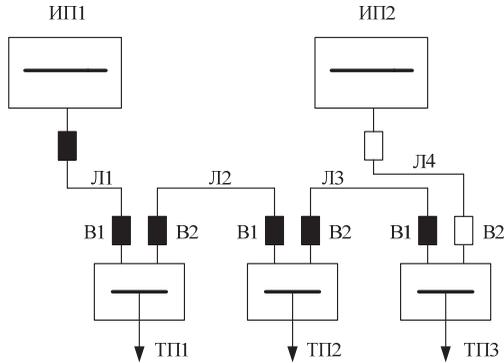


Рис. 3.5. Схема питания ТП в вынужденном режиме

Полная мощность в линиях:

$$S_{л3} = 1555 \text{ кВт}; \quad S_{л2} = 3136 \text{ кВт}; \quad S_{л1} = 4752 \text{ кВт}.$$

По (3.29) получим:

$$\text{tg } \varphi_{л1} = 0,507; \quad \text{tg } \varphi_{л2} = 0,551; \quad \text{tg } \varphi_{л3} = 0,484.$$

Токи линий по (3.32):

$$I_{л1} = 261,3 \text{ А}; \quad I_{л2} = 172,4 \text{ А}; \quad I_{л3} = 85,5 \text{ А}.$$

Расчеты сечений проводов ЛЭП

По нагреву: максимальный расчетный ток подстанции за интервал усреднения $t = 30$ мин:

$$I_{п \max}^{30'} = I_{л} K_{\max}, \quad (3.33)$$

где $K_{\max} = 1,3$ – коэффициент максимума активной мощности, определяется по таблице (приложение В) при коэффициенте использования $K_{\text{исп}} = 0,3$ и при эффективном числе электроприемников $n_s = 20$.

Таким образом, токи линий: Л1 – $I_{п \max}^{30'} = 340 \text{ А}$; Л2 – $I_{п \max}^{30'} = 224 \text{ А}$.

Выбранные сечения проводов по нагреву приведены в табл. 3.6.

По экономической плотности тока:

экономическое сечение (мм^2) определяется по формуле

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{max}}}{\gamma_{\text{эк}}}, \quad (3.34)$$

где $\gamma_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока при продолжительности использования максимума нагрузки τ , ч/год:

$$\tau = \frac{T_{\text{Г}}}{K_{\text{max}}}, \quad (3.35)$$

где $T_{\text{Г}}$ – количество часов работы в году.

При $T_{\text{Г}} = 7117$ ч $\tau = 5475$ ч/год. Экономическая плотность тока при этом (табл. 3.5) $\gamma_{\text{эк}} = 2$ А/мм² [15].

Т а б л и ц а 3.5

Экономическая плотность тока, А/мм² (по ПУЭ)

Провода, кабели	Продолжительность использования максимума нагрузки, ч/год		
	1030	3050	5087
Голые провода и шины медные	2,5	2,1	1,8
То же, алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с медными жилами	3,0	2,5	2,0
То же, с алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с медными жилами	3,5	3,1	2,7
То же, с алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

По расчетным токам линий и принятой экономической плотности тока получим сечения жил кабелей: Л1 – $S_{\text{эк}} = 131$ мм²; Л2 – $S_{\text{эк}} = 86$ мм².

Выбранные сечения проводов приведены в табл. 3.6

Данные алюминиевых проводов

При расчетах	Для линий Л1 и Л4		Для линий Л2 и Л3	
	Сечение, мм ²	Ток, А	Сечение, мм ²	Ток, А
По нагреву	240	355	120	240
По экономической плотности тока	150	275	95	205

Потери мощности в питающих ЛЭП

Нормальный режим (см. рис. 3.5)

Токи линий:

$$I_{л1} = I_1 + I_2 = 178,8 \text{ А}; \quad I_{л2} = I_2 = 89,6 \text{ А}; \quad I_{л4} = I_3 = 85,5 \text{ А}.$$

Потери активной мощности в линиях

$$\Delta P_{л} = 3I_{л}^2 R. \quad (3.36)$$

В данном случае

$$\Delta P_{л} = 3 \left[I_{л1}^2 R_{л1} + I_{л2}^2 R_{л2} + I_{л4}^2 R_{л4} \right],$$

$R = r_0 l = \frac{\rho l}{S}$, где ρ – удельное сопротивление материала провода,

Ом · мм²/км, для алюминия $\rho = 31,2$ Ом · мм²/км; l – длина линии, км; S – площадь поперечного сечения провода, мм².

Для выбранных сечений жил кабелей:

$$R_{л1} = 0,22 \text{ Ом}; \quad R_{л2} = 0,91 \text{ Ом}; \quad R_{л3} = 1,04 \text{ Ом};$$

$$R_{л4} = 0,38 \text{ Ом}; \quad \Delta P_{л} = 51 \text{ кВт}.$$

Потери активной энергии в линиях рассчитываются в зависимости от числа часов использования максимума нагрузки и коэффициента мощности сети:

$$\Delta W_a = \Delta P_{л} \tau,$$

где τ – время максимальных потерь электроэнергии (время потерь), определяемое по кривым, изображенным на рис. 3.6. При $T_{\max} = T_{\Gamma} =$

= 7117 ч и среднем коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,89$ $\tau = 5800$ ч, тогда $\Delta W_a = 301$ МВт · ч.

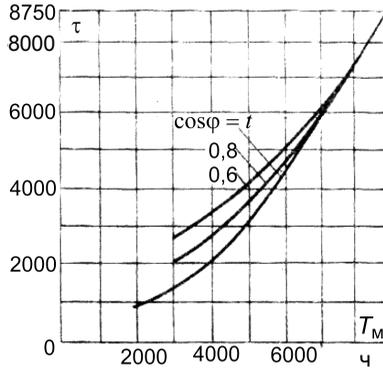


Рис. 3.6. Кривые для определения времени потерь

Потери реактивной мощности в линиях

$$\Delta Q_{л} = 3I_{л}^2 X . \quad (3.37)$$

В данном случае

$$\Delta Q_{л} = 3 \left[I_{л1}^2 X_{л1} + I_{л2}^2 X_{л2} + I_{л4}^2 X_{л4} \right],$$

где X – реактивное сопротивление линии; $X = x_0 l$, $x_0 = 0,08$ Ом/км.

Для выбранных типов кабелей:

$$X_{л1} = 0,13 \text{ Ом}; \quad X_{л2} = 0,28 \text{ Ом}; \quad X_{л3} = 0,32 \text{ Ом};$$

$$X_{л4} = 0,23 \text{ Ом}, \quad \Delta Q_{л} = 25 \text{ квар}.$$

Потери реактивной энергии в линиях $\Delta W_p = \Delta Q_{л} \tau$, $\Delta W_p = 148$ МВт · ч.

Вынужденный режим

Токи линий:

$$I_{л1} = I_1 + I_2 + I_3 = 264 \text{ А}; \quad I_{л2} = I_2 + I_3 = 175 \text{ А}; \quad I_{л3} = I_3 = 85 \text{ А}.$$

Потери активной мощности в линиях:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3 \left[I_{\text{л1}}^2 R_{\text{л1}} + I_{\text{л2}}^2 R_{\text{л2}} + I_{\text{л3}}^2 R_{\text{л3}} \right],$$

$$\Delta P_{\text{л}} = 152 \text{ кВт} \text{ и } \Delta W_{\text{а}} = 897 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери реактивной мощности в линиях:

$$\Delta Q_{\text{л}} = 3 \left[I_{\text{л1}}^2 X_{\text{л1}} + I_{\text{л2}}^2 X_{\text{л2}} + I_{\text{л3}}^2 X_{\text{л3}} \right],$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = 61 \text{ квар} \text{ и } \Delta W_{\text{р}} = 358 \text{ Мвар} \cdot \text{ч.}$$

Потери напряжения в ЛЭП в вынужденном режиме

расчетные величины для построения векторной диаграммы:

$$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ};$$

$$\text{tg } \varphi_{\text{л1}} = 0,507; \quad \text{tg } \varphi_{\text{л2}} = 0,551; \quad \text{tg } \varphi_{\text{л3}} = 0,484;$$

$$\varphi_{\text{л1}} = 0,507; \quad \varphi_{\text{л2}} = 0,551; \quad \varphi_{\text{л3}} = 0,484;$$

$$I_{\text{л3}} \cdot R_{\text{л3}} = 88,9 \text{ В}; \quad I_{\text{л3}} \cdot X_{\text{л3}} = 27,4 \text{ В};$$

$$I_{\text{л2}} \cdot R_{\text{л2}} = 159,3 \text{ В}; \quad I_{\text{л2}} \cdot X_{\text{л2}} = 49 \text{ В};$$

$$I_{\text{л1}} \cdot R_{\text{л1}} = 57,1 \text{ В}; \quad I_{\text{л1}} \cdot X_{\text{л1}} = 35,2 \text{ В.}$$

На основе приведенных расчетных данных построена векторная диаграмма напряжений (рис. 3.7).

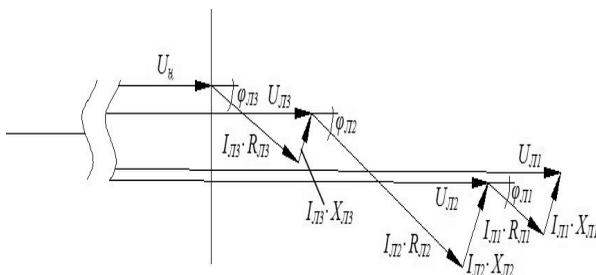


Рис. 3.7. Векторная диаграмма потерь напряжения в вынужденном режиме

Разность $U_{л1} - U_{ном}$ меньше 5 % от $U_{ном}$, что отвечает требованиям ГОСТа.

Потери напряжения в трехфазных линиях переменного тока

$$\Delta U \% = \frac{10^5}{U_{ном}^2} I (Pr_0 + Qx_0). \quad (3.38)$$

Для линий ЛЗ $\Delta U_{л3} = 1,5 \%$; Л2 $\Delta U_{л2} = 2,5 \%$; Л1 $\Delta U_{л1} = 1,0 \%$.

В сумме ΔU не превышает 10 % в соответствии с требованиями ГОСТ 13109 – 97.

3.8. Потери мощности и электроэнергии в питающих сетях и силовых трансформаторах

Потери мощности и энергии в линиях

Потери активной мощности в трехфазной ЛЭП находятся по формуле

$$\Delta P_{л} = 3I_p^2 R \cdot 10^{-3} = \frac{P_p^2 + Q_p^2}{U_{1ном}^2} R \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}. \quad (3.39)$$

Аналогично для потерь реактивной мощности

$$\Delta Q_{л} = 3I_p^2 X \cdot 10^{-3} = \frac{P_p^2 + Q_p^2}{U_{1ном}^2} X \cdot 10^{-3}, \text{ квар}. \quad (3.40)$$

Потери активной и реактивной энергии определяются по формулам

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_a &= \Delta P_{л} \tau = 3I_p^2 R \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \\ \Delta W_p &= \Delta Q_{л} \tau = 3I_p^2 X \tau \cdot 10^{-3}, \text{ квар} \cdot \text{ч}. \end{aligned} \right| \quad (3.40)$$

Величина времени потерь τ определяется по кривым, изображенным на рис. 3.6, в зависимости от времени использования максимума нагрузки.

Потери мощности и энергии в трансформаторе

Потери активной мощности в трансформаторе складываются из потерь в обмотках и магнитопроводе (стали). Потери в обмотках вычисляются по формуле

$$\Delta P_0 = R_T I_T^2 = P_{K3} \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМТ}}} \frac{S_T^2}{U_{\text{НОМ}}^2} = P_{K3} \beta^2. \quad (3.41)$$

Потери в магнитопроводе

$$\Delta P_{\text{ст}} = P_{XX}. \quad (3.42)$$

Полные потери активной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_T = P_{K3} \beta^2 + P_{XX}, \quad (3.43)$$

где P_{K3} – потери в обмотках трансформатора при номинальной нагрузке (потери в опыте короткого замыкания); P_{XX} – потери в стали (в опыте холостого хода); $\beta = \frac{S_T}{S_{\text{НОМТ}}}$ – коэффициент загрузки.

Потери активной энергии в трансформаторе

$$\Delta W_{\text{аТ}} = P_{K3} \beta^2 \tau + P_{XX} T_{\text{п}}, \quad (3.44)$$

где $T_{\text{п}}$ – полное время подключения трансформатора к сети. Потери реактивной мощности в трансформаторе имеют две составляющие: в обмотках на индуктивном сопротивлении и магнитопроводе на намагничивание. Потери реактивной мощности в обмотках

$$\Delta Q_0 = X_T I_T^2 = \frac{U_{K3} \%}{100} \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМТ}}} \frac{S_T^2}{U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{U_{K3} \%}{100} \beta^2 S_{\text{НОМТ}}. \quad (3.45)$$

Реактивная мощность в магнитопроводе

$$\Delta Q_{\text{ст}} = \frac{i_x \%}{100} S_{\text{НОМТ}}. \quad (3.46)$$

Полные потери реактивной мощности и энергии в трансформаторе

$$\Delta Q_T = \frac{U_{K3} \%}{100} \beta^2 S_{\text{НОМТ}} + \frac{i_x \%}{100} S_{\text{НОМТ}} = \frac{S_{\text{НОМТ}}}{100} (U_{K3} \% \beta^2 + i_{XX} \%),$$

$$\Delta W_{Tp} = \frac{S_{\text{НОМТ}}}{100} (U_{K3} \% \beta^2 \tau + i_{XX} \% T_{\text{п}}).$$
(3.47)

Пример. Подстанция для буровых установок с ЭД постоянного тока получает питание по кабельной линии от районной подстанции от двухобмоточного силового трансформатора. Схема и параметры элементов показаны на рис. 3.8. Параметры нагрузки определены по стороне постоянного тока.

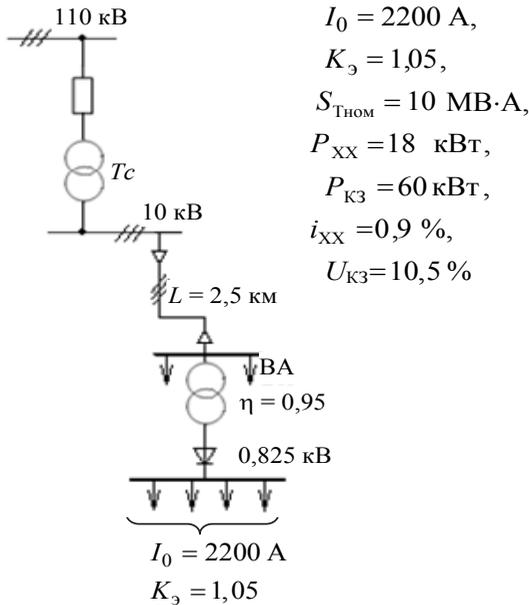


Рис. 3.8. Схема и параметры элементов

Для показанной системы определить сечение жил кабеля, подобрать его тип, определить мощности потерь и технологические расходы активной и реактивной энергии в КЛ и силовом трансформаторе (Тс).

Решение. Средний по году эффективный ток

$$I_{13} = 0,6 \cdot 2200 \cdot 1,05 \frac{0,825}{10,5 \cdot 0,95} = 114,6 \text{ А.}$$

Полное время работы ТП

$$T_{\Pi} = 7117 \text{ ч.}$$

По приведенным выше данным принимаем коэффициент максимума $K_{\max} = 1,4$. Максимальный расчетный ток по стороне 10,5 кВ

$$I_{p \max} = I_{13} K_{\max} = 114,6 \cdot 1,4 = 160 \text{ А.}$$

Время использования максимальной нагрузки

$$T_{\max} = \frac{T_{\Pi}}{K_{\max}} = \frac{7117}{1,4} = 5084 \text{ ч.}$$

Сечение алюминиевой жилы кабеля определяем по экономической плотности тока $j_3 \approx 1,4 \text{ А/мм}^2$:

$$S_3 = \frac{I_{13}}{j_3} = \frac{114,6}{1,4} = 82 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное сечение $S_{\text{ст}} = 95 \text{ мм}^2$. Сечение жилы кабеля по нагреву при $I_{p \max} = 160 \text{ А}$ можно принять $S_{\text{ст}} = 70 \text{ мм}^2$ ($I_{3 \text{ доп}} = 165 \text{ А}$). По результатам оценок сечений принимаем кабель типа АСБ-3х95. Сопротивления кабелей ЛЭП:

$$\text{активное } R_{\text{л}} = \frac{\rho_{\text{Al}}}{S} L = \frac{31,2}{95} \cdot 2,5 = 0,821 \text{ Ом};$$

$$\text{индуктивное } X_{\text{л}} = X_0 L = 0,08 \cdot 2,5 = 0,2 \text{ Ом.}$$

Мощности потерь энергии в ЛЭП:

$$\text{активной } \Delta P_{\text{л}} = 3 \cdot 0,821 \cdot 160^2 = 63 \text{ кВт};$$

$$\text{реактивной } \Delta Q_{\text{л}} = 3 \cdot 0,2 \cdot 160^2 = 15,4 \text{ квар.}$$

Время потерь определяем по кривым, изображенным на рис. 3.6. При $T_{\max} \approx 5000 \text{ ч}$ и $\cos \varphi \approx 0,95$ $\tau = 3100 \text{ ч}$. Годовые расходы (потери) энергии на ее транспорт по ЛЭП составят:

активной $\Delta W_a = \Delta P_{л} \tau = 63 \cdot 3100 \cdot 10^{-3} = 195,3$ МВт · ч;

реактивной $\Delta W_p = \Delta Q_{л} \tau = 15,4 \cdot 3100 \cdot 10^{-3} = 47,74$ Мвар · ч.

Определяем расходы энергии на преобразование в трансформаторе.
Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta = \frac{S_{\max}}{S_{\text{номТ}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{рmax}} U_{1\text{ном}}}{S_{\text{номТ}}} = \frac{1,73 \cdot 160 \cdot 10,5}{10 \cdot 10^3} = 0,29.$$

Мощность потерь энергии в трансформаторе:

активной $\Delta P_{\text{Т}} = 18 + 60 \cdot 0,29^2 = 23$ кВт;

реактивной $\Delta Q_{\text{Т}} = \frac{10 \cdot 10^3}{100} (0,9 + 10,5 \cdot 0,29^2) = 17,8$ квар.

Годовые потери энергии в трансформаторе:

активной $\Delta W_{\text{Та}} = 18 \cdot 7117,5 + 60 \cdot 0,29^2 \cdot 3100 = 128,12 + 15,64 = 64 + 143,76$ МВт · ч;

реактивной $\Delta W_{\text{Тр}} = \frac{10 \cdot 10^3}{100} (0,9 \cdot 7117,5 + 10,5 \cdot 0,29^2 \cdot 3100) + 27,4 = 91,4$ Мвар · ч.

Основная доля потерь энергии в трансформаторе имеет место при холостом ходе. КПД системы:

$$\Delta \eta \% = \frac{\Delta P_{л} + \Delta P_{\text{Т}}}{P_{1\text{э}}} 100 = \frac{63 + 23}{\sqrt{3} \cdot 114,6 \cdot 10,5} 100 = \frac{86}{2082} 100 = 4,3 \%,$$

$$\eta_{\text{с}} = 1 - \Delta \eta = 1 - 0,043 = 0,957.$$

Можно считать потери ЭЭ в системе в пределах до 5 % допустимыми по экономическим показателям.

4. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НГК

4.1. Общие сведения о коротких замыканиях (КЗ)

1. Зачем нужно определять величины токов КЗ:

- для выбора уставок релейной защиты и средств грозозащиты;
- выбора оборудования по динамической и термической устойчивости;
- в случаях изменения схем электроснабжения и заменах электрооборудования.

2. Что такое КЗ?

КЗ называют нарушение нормальной работы электроустановки, вызванное замыканием фаз между собой или на землю в системах с заземленной нейтралью.

3. Причины КЗ: пробой и перекрытие изоляции ЭО, набросы на ЛЭП, ошибочные действия персонала. **КЗ могут быть:** трёхфазные, двухфазные, однофазные на землю, двухфазные на землю.

На рис. 4.1 показана схема симметричной трехфазной цепи с КЗ.

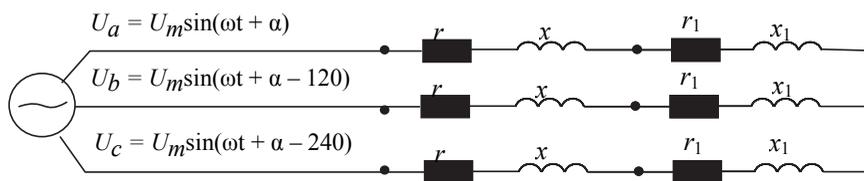


Рис. 4.1. КЗ в симметричной трехфазной цепи

Процессы в электрических цепях при КЗ

При КЗ, происходящих в электрических цепях, уменьшаются сопротивления, возрастают токи, снижаются напряжения, угол сдвига фаз тока и напряжения увеличивается при индуктивных сопротивлениях до $\varphi \approx 90^\circ$. Изменения токов в процессе КЗ происходит по сложным законам, зависящим от мощности источника ($S_{ист}$), времени затухания ($t_{затух}$) аperiodических токов, наличия автоматического регулирования возбуждения генераторов (АРВ). Процесс КЗ делят на периоды: *неустановившийся* (переходный) – изменяются амплитудные значения по величине; *установившиеся* – амплитуды тока одинаковы (постоянны), рис. 4.2. Рассматривают случаи КЗ от генератора без АРВ и с АРВ систем неограниченной мощности.

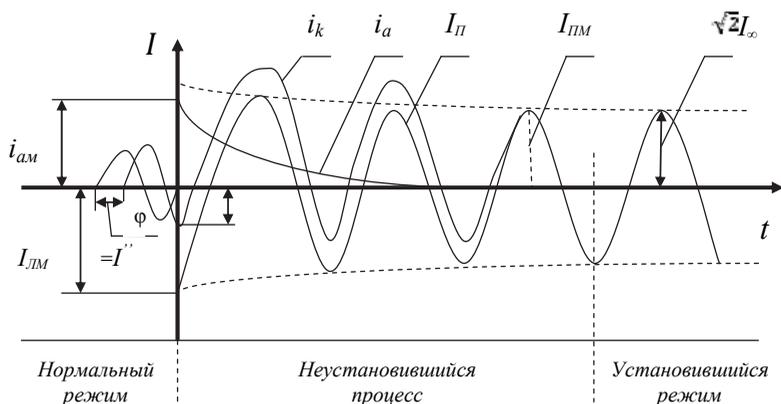


Рис. 4.2. Кривые изменения токов трехфазных КЗ

В случае АРВ – в установившемся режиме периодическая составляющая восстанавливается до величин при $t = 0$. При режиме бесконечной мощности аperiodическая составляющая ТКЗ не изменяется.

4.2. Основные соотношения, характерные для ТКЗ

В момент возникновения КЗ ток имеет две составляющие: свободный аperiodический ток и периодический, создаваемый ЭДС генератора. При начале КЗ $t = 0$ в обмотках статора и индуктивностях цепи

КЗ наводится ЭДС самоиндукции, препятствующая изменению тока, индуктируется ток встречного направления кривая i_a называется апериодическим свободным током.

Для $t = 0$ ток в цепи равен нагрузочному режиму

$$i_{a0} + i_{п0} = i_{н0}. \quad (4.1)$$

Если $i_{п0} = 0$, то i_{a0} – максимальный.

$$i_{a0\max} = I_{п0\max}; \quad i_{п0} = I_{п0\max} / \sqrt{2}. \quad (4.2)$$

$i_{п0}$ – зависит от ЭДС генератора и сопротивления цепи КЗ.

В процессе КЗ апериодическая составляющая ТКЗ i_a затухает по закону показательной функции, рис. 4.3.

$$i_a = i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}} = I_{п0\max} e^{-\frac{t}{T_a}} = I_{п0\max} \alpha_t, \quad (4.3)$$

T_a – постоянная времени затухания;
 $T_a = L / r = x / 314r$, где r , L , x – активное сопротивление, индуктивность и индуктивное сопротивление цепи КЗ.

Для цепей с $U > 1000$ В $\sim T_a \approx 0,05$ с; время действия $i_a = 0,2$ с; длительность неустановившегося процесса от 3 до 5 с.

Ударный ток трехфазного КЗ – это наибольшее значение ТКЗ, рис. 4.4.

Наиболее тяжелый случай – возникновение КЗ на холостом ходу, $\varphi_k \approx 90^\circ$ в момент перехода напряжения через 0. При $t = 0$

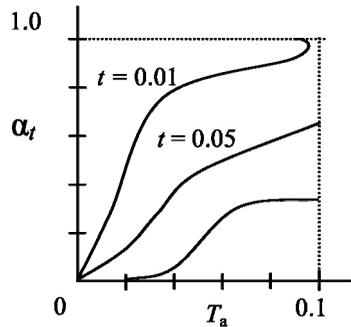


Рис. 4.3. Зависимости $\alpha_t(t, T_a)$

$$i_{п0} = I_{п0\max}; \quad i_{a0} = -I_{п0\max}; \quad i_{п0} + i_{a0} = 0.$$

Через полпериода i_k достигнет максимума, который называют ударным током – i_y . Если i_n не затухает, то $i_y = i_n + i_a = 2I_{п0\max}$, с учетом затухания

$$i_y = I_{п0\max} \left(1 + e^{-\frac{t}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot I_{п0} K_y, \quad (4.4)$$

где K_y – ударный коэффициент при T_a и времени КЗ $t = 0,01$ с.

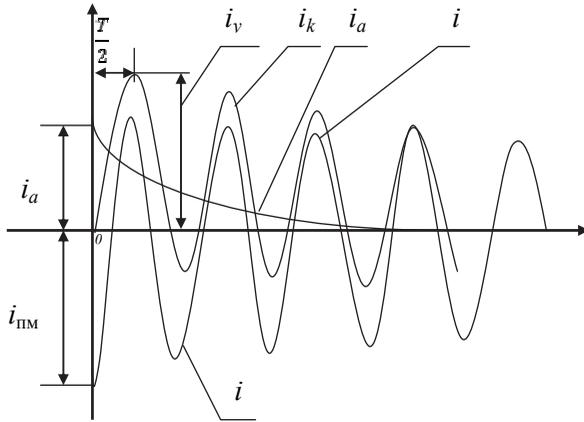


Рис. 4.4. Диаграммы токов КЗ в переходный период

В расчетах принимают $K_y \approx 1,8$, тогда

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0} 1,8 = 2,55 I_{п0}, \quad (4.5)$$

где $I_{п0}$ – действующее значение периодической составляющей в начальный момент КЗ.

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ называют током сверхпереходного режима – $I'' = I_{п0}$.

$$I_y = I'' \sqrt{1 + 2(1,8 - 1)^2} = 1,52 I'', \quad I_y = \sqrt{dt \int_{t-\frac{T}{2}}^{t+\frac{T}{2}} i_{(k)}^2(t) dt}. \quad (4.6)$$

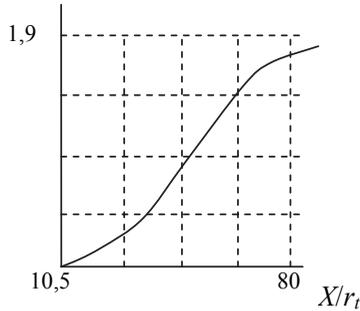


Рис. 4.5. Зависимость ударного коэффициента от X/r_t

Зависимость ударного коэффициента от постоянной времени затухания показана на рис. 4.5.

4.3. Динамическое и термическое действие ТКЗ

Динамическое действие ТКЗ

Сила взаимодействия между проводниками при протекании по ним тока

$$F = 2,04 \frac{i_1 i_2 l}{a} K_\phi \cdot 10^{-8}, \text{ кгс},$$

где l – длина проводника, см; a – расстояние между проводниками, см; K_ϕ – коэффициент формы проводника.

При двухфазном КЗ

$$F^{(2)} = 2,04 \frac{i_y^{(2)} l}{a} K_\phi \cdot 10^{-8}, \text{ кгс}. \quad (4.7)$$

Отношения сил при трех- и двухфазных КЗ: $\frac{F^{(3)}}{F^{(2)}} = \frac{2}{\sqrt{3}}$.

Проверка оборудования и проводников выполняется при трехфазном КЗ.

Термическое действие ТКЗ

По закону Джоуля–Ленца, количество тепла, выделяемое в проводнике током, пропорционально квадрату силы тока I^2 , сопротивлению r и времени t . При определении термического действия ТКЗ делают допущения:

- не учитывается отвод тепла в окружающую среду в связи с малым временем протекания токов КЗ;
- при вычислении количества тепла, выделяемого при КЗ, считают, что нагревание происходит неизменным по величине током, равным I_∞ (установившееся значение);
- действительное время заменяется на фиктивное t_ϕ , при котором действительный ток выделяет такое же количество тепла, как и при I_∞ :

$$Q_k = 0,24 \cdot I_\infty t_\phi, \quad (4.8)$$

где $t_\phi = t_{\phi п} + t_{\phi а}$, $t_{\phi п}$ и $t_{\phi а}$ – фиктивное время периодического и аperiodического слагаемых.

4.4. Выбор исходных условий для расчетов ТКЗ

При расчетах ТКЗ принимают следующие допущения: не учитывают токи нагрузки, емкости и емкостные токи; трехфазная сеть принимается симметричной (сопротивления фаз одинаковы); отсутствует насыщение стали ЭМ и трансформаторов; не учитываются токи намагничивания и активное сопротивление генераторов и трансформаторов (кроме случая определения времени затухания свободных токов). Определяют исходные условия для расчетов ТКЗ: схема, режим КЗ, точки КЗ и момент времени.

Расчетная схема представляется в однолинейном изображении. указываются источники питания сети и её элементы (ЛЭП, трансформаторы, реакторы), связывающие источники питания с точками КЗ. ЭД высокого напряжения вводят в схему в качестве дополнительного источника питания, если их суммарная *мощность* >1000 кВА и близка к точке КЗ.

Режимы КЗ определяют в связи с задачей расчетов. Может потребоваться определить $I_{КЗ\min}$, $I_{КЗ\max}$, $U_{ост}$ и другие величины. Выполняют исследование расчетной схемы по включению в цепь элементов. Это называют выбором расчетных режимов.

Виды режимов КЗ:

– *нормальный* – расчетная схема составляется для нормальных условий работы сети;

– *максимальный* – с учетом перспектив развития сети (генераторы, трансформаторы, ЛЭП включают параллельно);

– *минимальный* – элементы сети включают раздельно.

Выбор режима КЗ должен соответствовать прохождению по участку токов $I_{КЗ\max}$ или $I_{КЗ\min}$. Проверка электрооборудования (ЭО) на термическое и динамическое действие токов КЗ выполняется по $I_{КЗ\max}$, чувствительность релейной защиты – по $I_{КЗ\min}$. Не следует на расчетах накладывать ремонтные режимы или временные схемы.

Вид КЗ определяется задачей расчета. Проверка ЭО на динамическую и термическую устойчивость выполняют по трехфазному КЗ или двухфазному (по тепловому действию) ТКЗ. В расчетах релейной защиты могут использоваться токи всех видов КЗ.

Местоположение точек КЗ – при проверке ЭО на динамическую и термическую устойчивость выбирают наиболее неблагоприятные условия для элемента по ТКЗ. При выборе уставок защиты – в конце или начале защищаемого участка.

Момент времени КЗ – зависит от характера расчета: для КЗ в $t = 0$ – для выяснения отключающей способности выключателя; защита с выдержкой времени по этой выдержке.

Определяемые величины и их назначение при расчетах ТКЗ

I'' – начальный сверхпереходный ток, необходимый для определения ударного тока;

i_y – ударный ток КЗ, необходимый для проверки электрических аппаратов, шин и изоляторов на динамическую устойчивость;

I_{kt} – действующее значение полного тока КЗ для некоторого момента времени, необходимое для выбора по отключающей способности выключателей высокого напряжения;

I_{∞} – действующее значение установившегося тока КЗ, необходимое для проверки электрооборудования на термическую устойчивость;

S_{kt} – мощность короткого замыкания для момента времени t , необходимая для проверки выключателей по отключаемой ими мощности.

Допущения при расчетах: в установках напряжением до 1000 В и выше при определении токов короткого замыкания для целей выбора аппаратов и проводников *допускают целый ряд упрощений*.

1. Считают трехфазную систему симметричной.

2. Короткое замыкание наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ будет иметь наибольшее значение.

3. Электродвижущие силы источников питания, значительно удаленных от места КЗ ($X_{*расч} > 3$), считаются неизменными.

4. В электроустановках напряжением выше 1000 В пренебрегают активным сопротивлением элементов цепи КЗ.

5. В случае питания электрических сетей напряжением до 1000 В от понижающих трансформаторов исходят из того, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его номинальному напряжению.

Базисные условия

Для вычисления тока цепи короткого замыкания определяют результирующее сопротивление этой цепи. Так как элементы цепи КЗ могут оказаться под различными номинальными напряжениями, то определять результирующее сопротивление цепи обычными методами, известными из курса электротехники, нельзя. Чтобы не допустить ошибки при определении результирующего сопротивления, все сопротивления элементов цепи, выраженные в относительных единицах, следует привести к одной общей величине.

В практике расчеты относительных сопротивлений выполняют приведением к базисным напряжениям – метод именованных единиц или к базисной мощности – метод относительных единиц. Расчетные формулы для определения относительных сопротивлений показаны в таблице и в приложении Д.

Таблица для пересчета сопротивлений в относительные единицы

Элемент электроустановки	Исходные параметры	Именованные единицы, Ом	Относительные единицы (базисные)
Генератор	$X_{*d}'' , S_{\text{НОМГ}}$	$X = X_{*d}'' \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМГ}}}$	$X_{*6} = X_{*d}'' \frac{S_6}{S_{\text{НОМГ}}}$
	$X_d''\% , S_{\text{НОМГ}}$	$X = \frac{X_d''\%}{100} \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМГ}}}$	$X_{*6} = \frac{X_d''\%}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМГ}}}$
Система	$X_{*c} , S_{\text{НОМ.с}}$	$X = X_{*c} \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ.с}}}$	$X_{*6} = X_{*c} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.с}}}$
	$S_{\text{к.с.}} , I_{\text{НОМ.отк}}$	$X = \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ.с}}} =$ $= \frac{U_6^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ.отк}} U_{\text{ср}}}$	$X_{*6} = \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.с}}} =$ $= \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ.отк}} U_{\text{ср}}}$
Трансформатор двухобмоточный	$x_{\text{к}}\% , S_{\text{НОМТ}}$	$X = \frac{x_{\text{Т}}\%}{100} \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМТ}}}$	$X_{*6} = \frac{x_{\text{Т}}\%}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМТ}}}$
Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой	$X_{\text{к}}\% , S_{\text{НОМТ}}$	$X = \frac{(0,125 + 1,75)x_{\text{Т}}\%}{100} \times$ $\times \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМТ}}}$	$X_{*6} = \frac{(0,125 + 1,75)x_{\text{Т}}\%}{100} \times$ $\times \frac{S_6}{S_{\text{НОМТ}}}$
Реактор	$X_{\text{р}}\% , I_{\text{НОМ.р}}$	$X = \frac{X_{\text{р}}\%}{100} \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ.р}}}$	$X_{*6} = \frac{X_{\text{р}}\%}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.р}}}$
Линия электропередачи	$X_{\text{уд}} , l$	$X = X_{\text{уд}} l \frac{U_6^2}{U_{\text{ср}}^2}$	$X_{*6} = X_{\text{уд}} l \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}$

Примечание:

$S_{\text{номГ}}, S_{\text{номТ}}, S_{\text{ном.с}}$ – номинальные мощности генератора, трансформатора, системы соответственно, МВ·А ;

$S_{\text{б}}$ – базисная мощность, МВ·А ;

$S_{\text{к.с}}$ – мощность короткого замыкания системы, МВ·А ;

$I_{\text{ном.отк}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА;

$X_{*\text{ср}}$ – относительное сопротивление трансформатора, определяемое через U_k , % ;

$I_{\text{б}}$ – базисный ток, кА;

$U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение, кВ;

$X_{\text{уд}}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

l – длина линии, км;

$X_{*с}$ – относительное номинальное сопротивление системы;

$X_{\text{Т}}$ – индуктивное сопротивление трансформатора, равное U_k , % .

Кроме того, для точек КЗ, близких к генераторам, токи КЗ определяют по расчетным кривым, показанным в приложении Г для турбогенератора без АРВ.

Произвольно выбранную и одинаковую для всех ступеней напряжения мощность называют базисной и обозначают $S_{\text{б}}$.

Целесообразно $S_{\text{б}}$ принимать равной 100, 1000 МВ·А или брать ее равной номинальной мощности источника питания. Если базисную мощность выбирают одинаковой для всех ступеней напряжения, то величину базисного напряжения выбирают для одной ступени. Наиболее удобно принимать базисное напряжение равным среднему номинальному напряжению $U_{\text{ср}}$ той ступени, для которой определяется ток короткого замыкания. Это напряжение называется расчетным напряжением ступени и должно быть на 5 % выше номинального напряжения сети. Шкала расчетных напряжений: 231; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,69; 0,4 кВ.

4.5. Составление и преобразование схем замещения

Все элементы схемы заменяются сопротивлениями, а для источников питания указывают ЭДС. Обозначать на схемах r , x удобно записью дробью.

Пример составления схемы замещения при сопротивлениях в именованных единицах. Исходная схема:

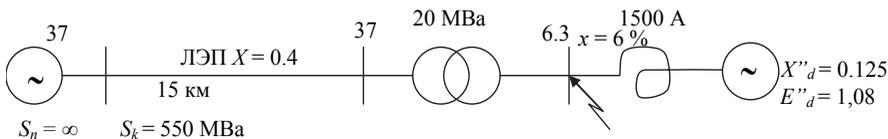
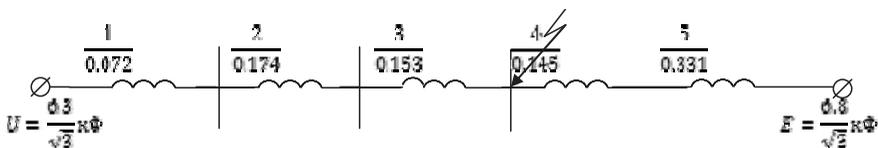


Схема замещения: сопротивления в именованных единицах (определены по формулам таблицы для пересчета сопротивлений в относительные единицы).



Для составления эквивалентной схемы замещения выбирают базисную (основную) ступень трансформации и к ней приводят все электрические величины остальных ступеней.

Свертка схемы замещения относительно точки КЗ выполняется после приведения сопротивлений к базисной ступени. При этом выполняются следующие действия:

- точки приложения ЭДС объединяют и замещают эквивалентной;
- сопротивления схемы путем последовательного или параллельного соединения и трансфигурации Δ/λ превращаются в суммарное результирующее Z_{Σ} или X_{Σ} .

Выполняют пересчет сопротивления с основной ступени (S_6, U_6) на свои базисные условия, базисная мощность остается неизменной на всех ступенях:

$$\dot{U}_6 = U_6 \left(\frac{1}{K_1 K_2 \dots K_n} \right); \quad \dot{I}_6 = I_6 (K_1 K_2 \dots K_n); \quad \dot{I}_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot \dot{U}_6},$$

где $K_1 K_2 \dots K_n$ – коэффициенты трансформации последовательно включаемых трансформаторов в направлении от базисной ступени к той, к которой производится приведение сопротивления.

Относительные величины на всех ступенях, кроме базисной:

$$U_{*(6)} = \frac{U}{\dot{U}_6}; \quad r_{*(6)} = r \frac{S_6}{\dot{U}_6^2}; \quad I_{*(6)} = \frac{I}{\dot{I}_6}, \quad Z_{*(6)} = Z \frac{S_6}{\dot{U}_6^2}; \quad X_{*(6)} = X \frac{S_6}{\dot{U}_6^2}.$$

Если величины заданы в номинальных единицах, то пользуются соотношениями

$$\left. \begin{aligned} X_{*(6)} &= X_{*(НОМ)} \frac{\dot{I}_6 U_{НМ}}{I_{НОМ} \dot{U}_6} = X_{*(НОМ)} \frac{S_6 U_{НОМ}^2}{S_{НОМ} \dot{U}_6^2}, \\ X_{*(6)} &= X_{*(НОМ)} \frac{\dot{I}_6}{I_{НОМ}} = X_{*(НОМ)} \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \end{aligned} \right| \quad (4.9)$$

где \dot{U} – приведенные базисные величины.

В случае расчета в именованных единицах:

$$\left. \begin{aligned} x &= x_{*(НОМ)} \frac{U_{НОМ}}{I_{НОМ} \sqrt{3}} = x_{*(НОМ)} \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \\ r &= r_{*(НОМ)} \frac{U_{НОМ}}{I_{НОМ} \sqrt{3}} = r_{*(НОМ)} \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}. \end{aligned} \right| \quad (4.10)$$

4.6. Применение метода относительных единиц для расчета ТКЗ

Расчет ТКЗ может производиться в именованных или относительных единицах. При расчетах в относительных единицах (ОЕ) все величины сравниваются с основными или базисными.

Выбор базисных величин: базисная мощность S_6 – в соответствии со схемой выбирают базисное напряжение (U_6 для каждой ступени трансформации ($U_{61}, U_{62} \dots$) $\rightarrow U_{cp}$ S_6 – принимают на ступени, для которой определяют ТКЗ ($S_6 = 100$ или 1000 МВ · А). На основании S_6 и U_6 – определяют базисные токи и напряжения:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad Z_6 = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot I_6}; \quad x_6 = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot I_6}.$$

Относительные величины определяют по формулам

$$U_{*(6)} = \frac{U}{U_6}; U_{*(6)} = \frac{I}{I_6}; Z_{*(6)} = \frac{Z}{Z_6};$$

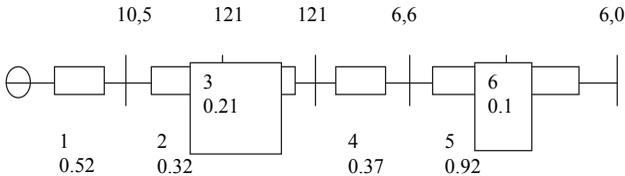
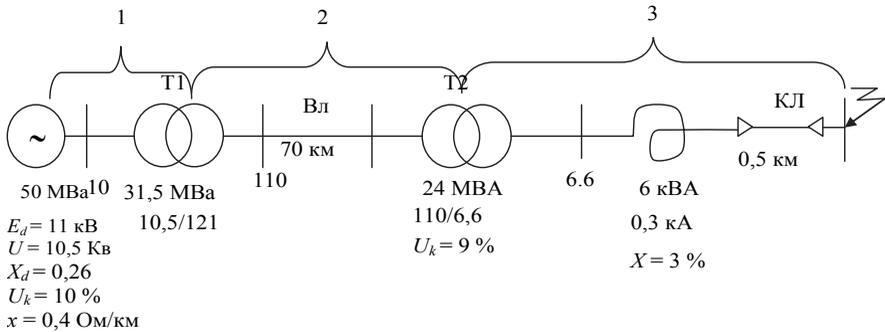
$$x_{*(6)} = \frac{x}{Z_6}; r_{*(6)} = \frac{r}{Z_6} \text{ или } x_{*(6)} = \frac{x}{x_6};$$

x_6 и Z_6 не используют, а сопротивление определяют по формулам

$$Z_{*(6)} = Z \frac{\sqrt{3} \cdot I_6}{U_6} = Z \frac{S_6}{U_6^2}; x_{*(6)} = x \frac{S_6}{U_6^2}; r_{*(6)} = r \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (4.11)$$

Пример преобразования цепи КЗ (сопротивления в относительных единицах)

Расчетная схема:



4.7. Параметры элементов расчетной схемы

Для синхронных генераторов должно быть известно:

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение; x_d'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление; E_d'' – сверхпереходная ЭДС.

Данные параметров, кроме E_d'' , даны в паспортах.

$$E_d'' = U_{\text{НОМ}} + I_{\text{НОМ}} x_d'' \sin \varphi,$$

где φ – угол в аварийном режиме; $E_d'' = KU_{\text{НОМ}}$.

Турбогенератор: $x_d'' = 0,125$, $E_d'' = 1,08$. Синхронный ЭД, АЭД: средние значения $x_d'' = 0,19$, $E_d'' = 1,14$.

Электрическая система может быть задана: S_{Σ} , x_c – для начального момента времени, тогда эквивалентный генератор $S_{\text{НОМ}\Sigma}$, $x_d'' = x_c$ могут задаваться I_k или $S_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}} I_k^{(3)}$.

Если система мощная и задана x_c , I_k или S_k , тогда система источника будет неограниченной мощности, удаленная на x_c . При отсутствии данных $S_k = S_0$, где S_0 принимают за предельную мощность отключения выключателя, отсюда определяют сопротивление.

Высоковольтные двигатели: как генераторы $E_d'' = KU_{\text{НОМ}}$ ($K = 1$).

x_d'' – определяют по кратности пускового тока –

$$x_d'' = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{П}} I_{\text{НОМ}}} = \frac{1}{K_{\text{П}}},$$

где $K_{\text{П}}$ – кратность пускового тока.

4.8. Определение значений токов короткого замыкания в электроустановках

Ток КЗ от места подключения генерирующего источника до места КЗ по закону Ома

$$I_k = I^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \sqrt{(x_c + x_b)^2 + r_b^2}}, \quad (4.12)$$

где x_c – результирующее сопротивление энергосистемы; x_b, r_b – индуктивное и активное сопротивление от места подключения до точки КЗ, или при $r_b = 0$

$$I_k = I^{(3)} = \frac{U_\phi}{\sqrt{3} \cdot x_\Sigma} = \frac{U_\phi}{\sqrt{3}(x_c + x_b)}. \quad (4.13)$$

Мощность КЗ при базовом напряжении

$$S_k = S_k^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} I_k. \quad (4.14)$$

В относительных единицах ЭДС системы напряжения на шинах $E_\delta'' = U_{cp} = 1$, тогда

$$I_k^{(3)} = \frac{I_\delta}{Z_{\Sigma(\sigma)}}; \quad I_k^{(3)} = \frac{I_\delta}{x_{\Sigma(\sigma)}}. \quad (4.15)$$

Амплитуда периодической слагаемой тока КЗ не изменяется во времени при питании от цепи КЗ, от генератора с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ) или без него, амплитуды и действующие ТКЗ значения в процессе КЗ меняются по значению. Для расчетов периодической слагаемой используют расчетные кривые (графоаналитический метод).

Ударный ток наступает через 0,01 с от момента КЗ. Для схем с последовательно включенными элементами ударный ток определяют по выражению

$$i_{уд} = i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} K_{уд}, \quad (4.16)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей ТКЗ; $K_{уд}$ – ударный коэффициент для $t = 0,01$.

Величину T_a определяют по уравнению $T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega r_\Sigma}$.

Соотношения $\frac{x}{r}$ для элементов электрической схемы:

- трансформаторы $S_{\text{НОМ}}$, МВ · А: если 5 – $x_{\text{НОМ}} = 30$; 7...17 – $x_{\text{НОМ}} = 6$; >500 – $x_{\text{НОМ}} = 20...50$;
 - реакторы 6...10 кВ, $I_{\text{НОМ}}$, А: до 1000 – (15...70), >1500 – (40...80);
 - ВЛ – (2...8), кабельные линии (0,2...0,8).
- Сопротивление реактора относительное, приведенное к базовому:

$$x_p = \frac{x_{\text{НОМ}}}{100} \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}; \quad x_{\sigma p} = x_p \frac{S_{\sigma}}{U_c^2}, \quad (4.17)$$

где x_p – номинальное реактивное сопротивление реактора, Ом; U_c – напряжение в сети в точке установки реактора $x_{\sigma 1}$.

Сопротивления ЛЭП характеризуются удельным сопротивлением на 1 км длины: сопротивление ЛЭП

$$x_p = x_0 l; \quad x_{\sigma} = \frac{x_0 l S_{\sigma}}{U_{\text{ср}}^2} \quad (4.18)$$

где x_0 – среднее сопротивление на 1 км линии; l – длина линии.

Данные по x_0 , Ом/км:

ВЛ, 6...220 кВ – 0,4 и 330 (два провода на фазе) – 0,33.

Кабель трехжильный, кВ:

если 35 кВ, то 0,12; если 6...10, то 0,08; если 3 кВ, то 0,07, одножильные маслонаполненные 110 кВ...0,18.

Для алюминия удельное сопротивление $\gamma = 32$ мСм/м. Активное сопротивление учитывают, если оно больше 1/3 индуктивного сопротивления всех элементов схемы замещения до точки КЗ, т. е.

$$r_{\Sigma} \geq \frac{1}{3} x_{\Sigma}; \quad r_{(л)} = \frac{l}{\gamma q},$$

где l – длина линии, м; q – сечение провода, м²; γ – удельная проводимость, милиСименс на метр (мСм/м) для меди $\gamma = 57$ мСм/м – (0,0175 мкОм · м).

Для СЭД и АЭД ударный коэффициент и ток

$$i_{уд} = i_{уд}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} K_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ} K_{уд}, \quad (4.19)$$

где $K_{уд}$ – берут из таблицы или определяют аналитически.

Полный ТКЗ в произвольный момент времени

$$I_T = \sqrt{I_{Пт}^2 + I_{ат}^2}.$$

Действующее значение ТКЗ в первый период от начала процесса

$$I_d = I_{п0}^{(3)} \sqrt{1 + 2(K_{уд} - 1)^2}; \quad K_{уд} = 1 + \alpha_t,$$

где α_t определяют по кривым, изображенным на рис. 4.4. Если в схеме $r_{\Sigma} = 1,8$, то $k_y = 1,8$. $S_t = \sqrt{3} \cdot U_{ср} I_t$ – условная мощность КЗ, где $U_{ср}$ – напряжение сети в точке КЗ.

При подключении ЭД к точке КЗ КЛ $l \leq 300$ м значение периодической составляющей ТКЗ определяется без учета сопротивления

$$I_{п0} = \frac{E'' I_{ном}}{x_{\alpha}''},$$

где x_{α}'' – сопротивление ЭД по каталогам; E'' – сверхпереходная ЭДС; $I_{ном}$ – номинальный ток ЭД.

Значение периодической составляющей ТКЗ в момент отключения выключателя:

от АЭД $I_{nr} = I_{п0} e^{\frac{-t}{T_p}}$, где $T_p = 0,01 \dots 0,06$ с – расчетная постоянная затухания периодической составляющей ТКЗ;

от СЭД $I_{nr} = I_{п0}^* I_{п0}$, где $I_{п0}^*$ определяют по кривым $I_{п0}^* = 0,7$ при $t = 0,1$ с; $I_{п0}^* = 0,6$ при $t = 0,25$ с.

Апериодическая составляющая и ударный ток ЭД:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{п0} e^{\frac{-t}{T_a}}; \quad i_{уд} = K_{уд} \sqrt{2} \cdot I_{п0}; \quad K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}},$$

где $T_a = 0,04$ с для АЭД, $T_a = 0,06$ с для СЭД.

Особенности расчетов ТКЗ в сетях напряжением до 1 кВ состоят в следующем:

- нужно учитывать активное сопротивление;
- периодическая составляющая сверхпереходного тока равна установившемуся значению тока I_∞ – периодическая составляющая ТКЗ неизменна во времени;
- результирующее сопротивление для цехового трансформатора больше 0,4 (генераторы $x_p \geq 0,125$, повышающий трансформатор $x_p \geq 0,105$, линия $x_p \geq 0,09$, пониженный трансформатор $x_{\text{понт}} \geq 0,105$). Расчеты ведут в именованных единицах, сопротивления определяют по формулам

$$Z_{\text{тр}} = \frac{U_k U_{\text{ном Т}}^2}{S_{\text{ном Т}}} \cdot 10^4; \quad r_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{ном Т}}^2}{S_{\text{ном Т}}}; \quad x_{\text{тр}} = \sqrt{Z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2}, \quad (4.20)$$

где $U_{\text{ном Т}}$ – напряжение на низкой стороне, кВ.

Для последовательной цепи: $x_\Sigma = \sum_{i=1}^n x_i$; $r_\Sigma = \sum_{i=1}^n r_i$.

Ток трехфазного КЗ:

$$I_k = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_\Sigma^2 + r_\Sigma^2}}. \quad (4.21)$$

Ток однофазного КЗ в сетях с заземленной нейтралью:

$$I_k^{(1)} = 3I_{k0} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \quad (4.22)$$

где $r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ – суммарные сопротивления прямой последовательности, а $r_{0\Sigma}$, $x_{0\Sigma}$ – обратной.

Примеры расчетов ТКЗ приведены в приложении Е.

5. ОЦЕНКА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК В ОТНОШЕНИИ МЕР ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ

5.1. Понятие электробезопасности в электрике

Электрика как сложная техническая система отрицательно влияет на окружающую среду, в том числе на живые организмы, включая работающий персонал. Опасный производственный фактор – это фактор, воздействие которого в определенных условиях приводит к травме или ухудшению здоровья работающих или необратимым отрицательным воздействиям на окружающую среду.

Безопасность системы электроснабжения – свойство сохранять с некоторой вероятностью безопасное состояние при выполнении заданных функций в условиях, установленных нормами.

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей (и других живых организмов) от вредного и опасного воздействия электрического тока, дуги, электромагнитного поля и статического электричества. Степень опасного и вредного воздействия перечисленных факторов зависит от следующих параметров электрического тока: рода тока, величин напряжения и тока, частоты, пути протекания через человека, продолжительности воздействия тока или электромагнитных полей. Имеют также значение факторы внешней природной и производственной среды, индивидуальные особенности человека.

5.2. Виды электроустановок по электробезопасности

Различают следующие виды электроустановок по применяемым мерам электробезопасности:

1) выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими – более 500 А – токами замыкания на землю);

2) выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю);

3) до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью;

4) до 1 кВ с изолированной нейтралью.

Электрической сетью с эффективной заземленной нейтралью называют трехфазную электрическую сеть выше 1 кВ, в которой коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Коэффициент замыкания на землю – отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания.

Глухозаземленная нейтраль – нейтраль трансформаторов или генераторов, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно или через малое сопротивление.

Изолированная нейтраль – нейтраль генераторов или трансформаторов, не присоединенная к заземляющему устройству или присоединенная к нему через большое сопротивление (дугогасящие реакторы, приборы сигнализации и измерения).

Величина тока и путь прохождения его через человека зависят от схемы прикосновения к частям электроустановок, находящихся под напряжением, состояния изоляции токоведущих частей, режима работы нейтрали источника питания, величины сопротивления тела человека и других обстоятельств.

5.3. Меры по обеспечению электробезопасности

Для безопасности труда персонала необходимо применять конструктивные и технические способы и средства обеспечения электробезопасности. Электробезопасность достигается: конструкцией электроустановок; техническими способами и средствами; организационными и техническими мероприятиями.

Для безопасности труда персонала необходимо:

соблюдать соответствующие расстояния до токоведущих частей или закрывать, ограждать токоведущие части;

применять блокировку аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

применять надлежащую изоляцию, а в отдельных случаях повышенную и двойную;

осуществлять компенсацию емкостных токов замыкания на землю;
обеспечивать надежное и быстродействующее автоматическое отключение частей электрооборудования, случайно оказавшихся под напряжением, и поврежденных участков сети, в том числе защитного отключения;

заземлять или занулять корпуса электрооборудования и элементы электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции;

выравнивать потенциалы;

применять разделительные трансформаторы;

применять напряжения менее 42 В переменного тока 50 Гц и ≤ 110 В постоянного тока;

использовать предупреждающую сигнализацию, надписи и плакаты;

применять устройства, снижающие напряженность электрических полей;

использовать защитные средства и приспособления, в том числе для защиты от воздействия электрического поля, в которых напряженность превышает допустимые нормы.

Ни одну из перечисленных выше мер нельзя считать универсальной.

5.4. Устройство и расчет заземлителей

Нормы сопротивления растеканию тока заземляющих устройств

Заземляющим устройством (ЗУ) называют совокупность заземлителей и заземляющих проводников. В свою очередь, заземлитель – это проводник (электрод) или совокупность металлических соединенных между собой проводников (электродов), находящихся в соприкосновении с землей. В ЗУ используется два вида заземлителей: естественные и искусственные.

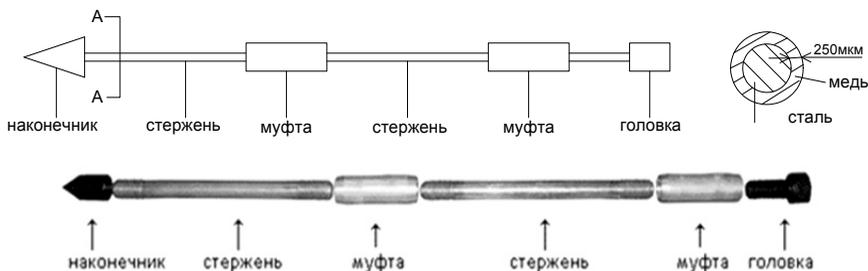
Естественным заземлителем называют находящиеся в соприкосновении с землей электропроводящие части коммуникаций, зданий и сооружений производственного и иного назначения, используемые для целей заземления. ПУЭ рекомендует в качестве естественных заземлителей использовать:

– проложенные в земле водопроводные и другие металлические трубопроводы, за исключением трубопроводов горючих жидкостей или взрывчатых газов и смесей;

- обсадные трубы скважин;
- металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей;
- металлические шунты гидротехнических сооружений, водоводы, отводы и т. п.;
- свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле. Алюминиевые оболочки кабелей не допускается использовать в качестве заземлителей;
- заземлители опор ВЛ, соединенные с заземляющим устройством ЗУ при помощи грозозащитного троса ВЛ, если трос не изолирован от опор;
- рельсовые пути магистральных не электрифицированных железных дорог и подъездные пути при наличии устройства перемычек между рельсами.

Искусственным заземлителем называют устройство, специально выполненное для целей заземления. Для искусственных заземлителей следует применять сталь. ПУЭ регламентируют размеры заземлителей, в том числе диаметр круглых прутковых заземлителей: 10 мм неоцинкованных и 6 мм оцинкованных, в случае прямоугольных заземлителей сечение должно быть не менее 42 мм^2 .

В настоящее время разработаны и рекомендуются к применению модульно-штыревые системы заземления. Основной элемент, погружаемый в землю, – это стальные стержни в медной оболочке толщиной 0,25 мм, типоразмеры $17,2 \text{ мм} \times 1,2 \text{ м}$ и $14,2 \text{ мм} \times 1,5 \text{ м}$. Стержни соединяются в сегменты необходимой длины. Могут быть забиты в грунт на глубину до 20 м, что делает их независимыми от влияния атмосферных условий. Монтаж глубинных заземлителей выполняется при помощи виброролота. Элементы модульно-штыревой системы заземления показаны на рисунке.



Сегмент модульно-штыревого заземлителя

Горизонтальные заземлители служат для соединения вертикальных, прокладываются вдоль и поперек линий размещения электроустановок (ЭУ), образуя сетку на глубине 0,5...0,7 м с ячейками не более 6×6 м². Сечения горизонтальных заземлителей выбираются по термической стойкости исходя из допустимой температуры 400 °С.

Заземляющие и нулевые защитные проводники служат для соединения заземляемой ЭУ с заземлителем. Для этой цели могут быть использованы: специально предусмотренные проводники; металлические конструкции строений; стальные трубы электропровода; алюминиевые оболочки кабелей; открыто проложенные трубопроводы и др.

Магистралы заземления и зануления должны быть доступны для осмотра и иметь сечения не менее установленных ПУЭ: в частности, неизолированные стальные проводники должны иметь диаметр: в зданиях – 5, наружных установках – 6 и земле – 10 мм; полосовая сталь – сечение 48 мм² при толщине 4 мм.

В отношении величин сопротивления заземлителя все электроустановки (ЭУ) подразделяют на четыре группы, для каждой из которых установлены следующие предельные величины сопротивлений:

ЭУ напряжением более 1 кВ ($U \geq 1$ кВ) сети с эффективно заземленной нейтралью – 0,5 Ом ($R_3 \leq 0,5$ Ом) в любое время года. Напряжение на заземляющем устройстве (ЗУ) при стекании с него тока должно быть не более 10 кВ ($U_{3y} \leq 10$ кВ). При $5 < U_{3y} < 10$ кВ необходимо принимать меры по защите изоляции кабелей связи и телемеханики;

ЭУ с $U \geq 1$ кВ с изолированной нейтралью при одновременном использовании ЗУ и для ЭУ до 1 кВ $R_{3y} \leq 125/I$, где I – расчетный ток замыкания на землю. Если нет ЭУ с $U \leq 1$ кВ, то $R_{3y} \leq 250/I$, но не более 10 Ом;

ЭУ с $U_n < 1$ кВ с глухозаземленной нейтралью $R_{3y} = 2; 4; 8$ Ом при линейных напряжениях трехфазного тока соответственно 660; 380; 220 В или однофазного тока 380; 220; 127 В. Повторные заземления нулевого рабочего провода на ВЛ должны иметь сопротивления не более 5, 10, 20 Ом при $U_n = 660, 380, 220$ В трехфазного тока и $U_n = 380, 220, 127$ В – однофазного тока;

ЭУ с $U_n \leq 1$ кВ с изолированной нейтралью $R_{3y} \leq 4$ Ом, а при мощности электроустановки $U_{3y} \leq 100$ кВА допускается $R_{3y} \leq 10$ Ом. В этих ЭУ рекомендуется нейтрали трансформаторов присоединять к ЗУ через пробивные предохранители.

Для заземлителей, используемых в схемах грозозащиты, величина допустимого сопротивления находится в пределах от 5 до 30 Ом.

Расчет естественных заземлителей

Расчет сводится к определению растекания тока заземлителя, которое зависит от проводимости грунта, конструкции заземлителя и глубины его заложения. Проводимость грунта характеризуется его удельным сопротивлением ρ (Ом · м) – сопротивлением между противоположными сторонами кубика грунта с ребрами в 1 м. Удельное сопротивление колеблется в широких пределах. В расчетах принимают некоторые их средние значения (Ом · м):

глина, садовая земля – $0,4 \cdot 10^2$;

чернозем – $0,5 \cdot 10^2$;

суглинок, каменистая глина – $1,0 \cdot 10^2$;

щебень с песком, каменистая почва – $2,0 \cdot 10^2$;

глина – $3,0 \cdot 10^2$;

песок с глиной – $8,0 \cdot 10^2$.

Для учета промерзания грунта в расчет вводят поправку K_m – коэффициент сезонности. Для вертикальных заземлителей $K_m \approx 1,3 \dots 1,9$, для горизонтальных – $1,8 \dots 5,8$ в зависимости от климатической зоны.

Сопротивление заземляющего устройства при использовании естественных и искусственных заземлителей определяется как для параллельных сопротивлений в электрической цепи:

$$R_{3у} = \frac{R_e R_{и}}{R_e + R_{и}},$$

где R_e – относится к естественному, а $R_{и}$ – к искусственному заземлителю.

В случае железобетонного фундамента сопротивление одной сваи определяется по формуле

$$R_{св} = \frac{0,366 \cdot 1,75\rho}{l_{св}} \lg \frac{4l_{св}}{d}. \quad (5.1)$$

Для порталных опор ОРУ

$$R_{св.ф} = R_{св} / hn. \quad (5.2)$$

В формулах (5.1) и (5.2) обозначено: $l_{св}$ – длина сваи, d – диаметр сваи ($d = 12,27a$ при квадратном сечении со стороной a); $h = 0,9$ для порталных опор и $h = 0,7$ – для одностоечных опор; n – число свай в фундаменте.

Пример. Исходные данные: ОРУ–110 кВ имеет четыре порталные опоры по четыре сваи под одной стойкой, длина сваи 2,3 м, диаметр сваи 0,4 м. Найти сопротивление естественного свайного заземлителя.

Решение. Сопротивление одной фазы по формуле (5.1):

$$R_{\text{св}} = \frac{0,366 \cdot 1,75 \cdot 1,0 \cdot 10^2}{2,3} \lg \frac{4 \cdot 2,3}{0,4} = 42,1 \text{ Ом.}$$

Сопротивление четырех свай под одной стойкой

$$R_{\text{св.ф}} = 42,1 / (4 \cdot 0,7) = 15 \text{ Ом.}$$

Для четырех стоек получим

$$R_{\text{с}} = 15 / 4 = 3,75 \text{ Ом.}$$

Для железобетонных фундаментов зданий, связанных между собой металлическими конструкциями, сопротивление заземления

$$R_{\text{с}} = \rho \sqrt{s},$$

где s – площадь, ограниченная периметром здания, м^2 .

Расчет искусственных заземлителей

Заземлитель может быть простым и сложным. Простой заземлитель выполняется в виде замкнутого контура или полосы с вертикальными заземлителями. Используются такие заземлители в основном для установок напряжением до 1 кВ и 6...35 кВ с изолированной нейтралью.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. В качестве расчетной можно принять двухслойную модель неоднородной земли с удельными сопротивлениями слоев верхнего ρ_1 толщиной h_1 и нижнего ρ_2 . В этом случае сопротивление вертикального электрода будет определяться по формуле

$$R_{\text{эв}} = \frac{0,366 \left(l_{\text{н}} \frac{2l_{\text{в}}}{d} + \frac{1}{2} l_{\text{н}} \frac{4t_1 + l_{\text{в}}}{4t_1 - l_{\text{в}}} \right)}{(\Delta l_1 / \rho_1) + (\Delta l_2 / \rho_2)}, \quad (5.3)$$

где $l_{\text{в}}$ – длина электрода, м; d – внешний диаметр электродов; t_1 – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины

электрода, м; Δl_1 и Δl_2 – части электродов, находящиеся в верхнем и нижних слоях земли, м; ρ_1 и ρ_2 – удельные сопротивления соответственно верхнего и нижнего слоев земли, Ом · м.

В случае учета сопротивления земли, как однородной, сопротивление одиночного электрода можно найти по формуле

$$R_{эв} = \frac{0,366}{l_B} \rho K_M \left(\lg \frac{2l_B}{d} + 0,5 \lg \frac{4t + l_B}{4t - l_B} \right), \quad (5.4)$$

где ρ – удельное сопротивление земли, Ом · м, показанное выше.

Для горизонтальных полос, связывающих вертикальные электроды, сопротивление растеканию тока с учетом экранирования

$$R_{\Gamma} = R'_{\Gamma} / h_{\Gamma}, \quad (5.5)$$

где h_{Γ} – коэффициент использования горизонтальной полосы с учетом экранирующего влияния вертикальных электродов ($h_{\Gamma} = 0,24$ при количестве вертикальных заземлителей 30, $h_{\Gamma} = 0,45$ при четырех электродах).

Сопротивление горизонтального заземлителя

$$R'_{\Gamma} = \frac{0,366}{l_{\Gamma}} \rho K_M \lg \frac{2l_{\Gamma}^2}{bt}, \quad (5.6)$$

где l_{Γ} – длина заземлителя, м; t – глубина его заложения, м.

Углубленные горизонтальные заземлители имеют меньшую величину сопротивления растеканию, занимают меньшую площадь, уменьшают объем земляных работ и расход металла. Для расчетов R_{Γ} по формуле (5.6) величина коэффициента $h_{\Gamma} \approx 0,73 \dots 0,9$, где 0,73 для протяженного заземлителя в виде квадрата, а 0,9 – протяженный луч.

Пример. Рассчитать искусственный заземлитель для подстанции напряжением 110 кВ. Периметр ОРУ-110 кВ $40 \times 40 = 160 \text{ м}^2$. Естественный заземлитель – порталы опоры с сопротивлением заземления 2,09 Ом. Сопротивление искусственного заземлителя должно быть не более 0,66 Ом.

Решение. Искусственный заземлитель выполняем электродами из угловой стали 50×50 толщиной 5 мм и длиной 2,5 м, соединенные стальной полосой 40×4 мм.

Для выравнивания потенциала внутри контура предусмотрена прокладка пяти уравнильных полос. Общая длина горизонтального заземлителя $l_{\Gamma} = 40 \cdot 7 + 40 \cdot 2 = 360$ м. Electroды размещаем вдоль полос с расстоянием между ними 2,5 м ($a/l = 1$). Всего необходимо разместить $n = 360/2,5 = 145$ электродов.

Сопротивление одного электрода

$$R_{0,9} = 0,3 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 1,5 = 45 \text{ Ом};$$

суммарное сопротивление всех элементов

$$R_{\Sigma} = 45 / 145 \cdot 0,43 = 0,72 \text{ Ом};$$

сопротивление горизонтального заземлителя

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 2,3}{360 \cdot 0,24} \lg \frac{2 \cdot 360}{0,04 \cdot 0,5} = 6,93 \text{ Ом};$$

сопротивление искусственного заземлителя

$$R_{и} = \frac{0,72 \cdot 6,93}{(0,72 + 6,93)} = 0,64 \text{ Ом},$$

что меньше располагаемого значения 0,66 Ом.

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

Изучение схем подключения электроприемников и цифровых приборов измерения параметров трехфазной сети

Цель работы:

- ознакомиться с лабораторными стендами лаборатории энергосбережения;
- изучить способы подключения электроприемников к электрической сети;
- изучить цифровые измерители параметров электрических сетей;
- получить навыки работы с программным обеспечением фиксации и обработки результатов измерений параметров и режимов трехфазной сети.

Краткие сведения из теории электрических цепей синусоидального переменного тока

Основными параметрами режимов электрической сети являются электрические величины: действующее значение тока – I , А; напряжения – U , В; угол сдвига фаз тока и напряжения – φ ; производные величины (мощности): активная – P , Вт; реактивная – Q , вар; полная – S , В · А; расходы электроэнергии: активной – W_h , Вт · с; реактивной – W_{hp} , вар · с.

Электрическую цепь определяют сопротивлениями: активным – R , Ом; индуктивным – $X_L = \omega L$, Ом; емкостным – $X_C = \frac{1}{\omega C}$, Ом. Здесь

$\omega = 2\pi f$ – угловая частота, рад/с; L – индуктивность, Гн; C – ёмкость, Ф.
 Реактивное сопротивление цепи:

$$X = X_L - X_C = \omega L - \frac{1}{\omega C}. \quad (1.1)$$

Полное сопротивление цепи:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{R^2 + \left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right)^2}. \quad (1.2)$$

Для однофазной сети синусоидального тока связи между электрическими величинами определяются формулами:

$$\left. \begin{aligned} P &= UI \cos(\varphi), & P &= \sqrt{3} \cdot UI \cos(\varphi), \\ Q &= UI \sin(\varphi), & Q &= \sqrt{3} \cdot UI \sin(\varphi), \\ S &= UI, & S &= \sqrt{3} \cdot UI, \\ S &= \sqrt{P^2 + Q^2}. \end{aligned} \right\} \quad (1.3)$$

В случае трехфазной сети появляется множитель $\sqrt{3}$ независимо от соединения фаз звездой или треугольником, а в выражениях (1.3) токи и напряжения линейные.

В соответствии с законом Ома ток в неразветвленной цепи:

$$I = \frac{U}{Z} = \frac{U}{\sqrt{R^2 + \left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right)^2}}. \quad (1.4)$$

В случае асимметрии токов по фазам все величины определяют по фазам, а для трехфазной сети их суммируют. В случае несинусоидальной формы кривых токов и напряжений их раскладывают в ряд Фурье и определяют гармонический состав.

Подключение электрических приемников к электрическим сетям выполняется с помощью коммутационных аппаратов, в качестве которых в сетях до 1000 В используют автоматические выключатели, пускатели, контакторы, рубильники и предохранители. Аппараты размещают в ячейке (боксе), органы управления (кнопки, рычаги, сигналь-

ные приборы) выводятся на панели – щиты управления. Электроприемники в местах присоединения к электрической сети оборудуют контрольно-измерительными приборами: амперметрами, вольтметрами, ваттметрами, счетчиками электроэнергии и др.

Схемы присоединения электроприемников к электрическим сетям

Электроприемники – установки, преобразующие электрическую энергию в другой вид энергии (механическую, тепловую, световую и т. п.) или параметры электроэнергии. К электроприемникам относятся электродвигатели различного назначения, нагревательные элементы, светильники, а также трансформаторы, выпрямители. Подключение электроприемников к питающей сети (источнику питания) должно удовлетворять ряду требований:

- возможности безаварийного включения и отключения (целесообразно с пульта дистанционного управления, щита управления и т. д.);
- обеспечению защиты электроприемника при возникновении аварийных режимов (сверхтоков, перенапряжений, замыканий на землю и др.);
- безопасности при операциях с коммутационными аппаратами;
- возможности обеспечения безопасного производства работ на электроприемнике;
- обеспечению контроля режимов работы электроприемника, включая расход электроэнергии, электрические величины другого рода.

В соответствии с этими требованиями определяют набор коммутационных аппаратов и приборов для подключения к сети в зависимости от типа электроприемника и выполняемых им функций. Коммутационные аппараты, как и электроустановки, делят по величине номинальных напряжений – до и выше 1000 В. При подключении электроприемников до 1 кВ в цепи питания могут быть реализованы следующие варианты:

- рубильник + предохранители (плавкие);
- рубильник (может один на группу) + автоматический выключатель максимального тока с токовым расцепителем типа А-31 (А-37);
- пакетный выключатель + автоматический выключатель.

Для контроля расходов электроэнергии могут использоваться электрические счетчики непосредственного включения (до 40 А) или счетчики 5 А с подключением через трансформаторы тока.

Для дистанционного включения и отключения электроприемников в цепи предусматривают контакторы и пускатели. Следует помнить,

что эти аппараты могут снабжаться тепловыми защитами, включаться в цепи защиты и т. п. Таким образом, в связи с конкретными условиями и требованиями определяется набор коммутационных и защитных аппаратов. В лабораторной работе студенту необходимо выбрать вариант подключения реального электроприемника так, чтобы выдерживались определенные условия.

Лабораторные устройства

Лабораторные стенды содержат рабочие механизмы – вентиляционные установки, перекачивающие насосные станции, электрический асинхронный двигатель. Каждый стенд оборудован регулируемым частотным электроприводом, системами автоматики, на всех присоединениях установлены цифровые мультиметры DMK-32, позволяющие контролировать до 50 параметров трехфазной сети. В корпусе мультиметра установлены трансформаторы тока, контактор (пускатель), контроллер; данные измерений параметров выводятся на лицевую панель и при подключенной ЭВМ фиксируются в табличной форме посредством специализированного программного обеспечения. Количество выводимых на ЭВМ данных и частота их записи задаются пользователем. *Программное обеспечение DMK Control позволяет:*

- выводить на экран ПК в графическом виде данные измерений мультиметров с представлением виртуальных инструментов (нескольких типов индикаторов);
- периодически выполнять заданный комплекс измерений с сохранением данных в текстовом формате либо формате MS Excel;
- показывать виртуальную лицевую панель мультиметра;
- назначать пороговые значения измеряемых величин для подачи тревог;
- выводить на экран гармоники тока и напряжения;
- построить графики измерений.

Программа работ

Ознакомиться с лабораторными стендами: вентиляционная и насосная станции, плавный пуск АЭД. По описаниям мультиметров, представленным на рабочих местах, изучить схему и функции прибора, типы измеряемых величин. Составить электрическую схему присоединения лабораторной установки к сети через мультиметр с управлением, коммутационным аппаратом с пульта прибора. Ознакомиться с ПО DMK Control, по описанию записать порядок работы с програм-

мой. Оценить номинальные и максимальные значения измеряемых величин, произвести соответствующую настройку ПО. Произвести запуск рабочих органов стенда вместе с преподавателем, получить записи электрических величин.

Задать интервалы усреднения измеренного тока фазы (самой загруженной), выполнить осреднение величин в интервале, получить график осредненных нагрузок в табличной и графической формах. Выполнить статистическую обработку ряда осреднённых нагрузок: найти математическое ожидание и дисперсию, определить коэффициент формы графика. Обработку статистического ряда выполнить в среде MS Excel. (Примечание: $K_{\Phi}^2 = 1 + K_V^2$; $K_V^2 = \frac{\sigma_i^2}{m_i^2}$ – квадрат коэффициента вариации случайной величины), найти коэффициент максимума нагрузки.

Содержание отчета

В отчете привести следующие данные по результатам работы:

- схема присоединения лабораторного стенда к электрической сети с мультиметром;
- описание устройства и назначения трансформаторов тока;
- структурная схема мультиметра;
- описание операций с ПО, формы и записи фрагментов таблицы, виртуальных инструментов, передней панели прибора;
- таблица и графики осредненных токов;
- расчеты коэффициента формы графика, связи между измеренными величинами.

Контрольные вопросы

1. Записать основные соотношения между электрическими величинами в трехфазной сети.
2. Как устроен цифровой мультиметр?
3. Как устроен и зачем нужен трансформатор тока?
4. Какие возможны варианты схем присоединения электроприемников к электрической сети?
5. Что представляет собой схема управления контактором (пускателем)?
6. Какие задачи позволяет решать и каково содержание ПО для анализа и фиксации измерений?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

Исследование показателей электрических нагрузок электроприемников (на примере вентиляторной установки)

Цель работы:

- ознакомиться с принципами устройства и работы автоматизированной вентиляторной установки;
- изучить электрические схемы присоединений и управления электроприемников;
- получить навыки программирования режимов работы электроприемников, измерений и фиксации параметров питающей трехфазной сети;
- приобрести навыки обработки графиков электрических величин и оценивать их показатели.

Краткие теоретические сведения

Графики электрических нагрузок (ГЭН) получают путем автоматизированных измерений токов (при трехфазной сети – по фазам) линий, активных (P), реактивных (Q) и полных (S) мощностей, величины $\cos(\varphi)$ и других параметров. Частота измерений сети зависит от индивидуального ГЭН электроприемника (ЭП). Различают ГЭН ЭП: длительный с неменяющейся (обычно равной номинальной) нагрузкой, кратковременный и повторно-кратковременный режимы.

Большая частота измерений назначается при повторно-кратковременном ГЭН, когда ЭП работает в неустановившемся режиме. Результаты дискретных измерений заносят в таблицы и представляют графиками $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$, $I_{(A,B,C)}(t)$, $\cos(\varphi) = f(t)$. Статистическую обработку графиков нагрузок, представляющих собой статистические ряды, проводят с различной глубиной – от числовых характеристик до статистических функций распределений вероятностей. Из **числовых характеристик определяют оценки:**

- математического ожидания (среднего значения):

$$M[X] = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i = m_X; \quad (2.1)$$

– второго начального момента (квадрата эффективного значения величины):

$$M[X^2] = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^2 = \alpha_{2X}; \quad (2.2)$$

– дисперсии и среднеквадратического отклонения:

$$D[X] = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - m_X)^2 = \alpha_{2X} - m_X^2; \quad \sigma[X] = \sqrt{D[X]} = \sigma_X. \quad (2.3)$$

В формулах (2.1) – (2.3) обозначено: X – случайная величина, любая из величин, перечисленных выше; n – число измерений. Далее будем рассматривать в качестве электрической нагрузки активную мощность P , тогда $P_{\text{cp}} = P_0 \approx m_X$, $P_2 \approx \alpha_2$, $\sigma_P^2 = D[X]$.

В практике оценки и анализа электрических нагрузок используют графики осредненных за интервал Δt_{oc} нагрузок. Чаще анализируют графики с осреднением за интервалы 3 мин и 30 мин. При $\Delta t_{\text{oc}} = 30'$ величины определяют по показаниям счетчиков. Наибольшее значение нагрузок в расчетные сутки за интервал усреднения $30'$ принимают за расчетное, т. е. $P_p = P_{\text{max}}^{30'}$.

На основании ГЭН номинальных параметров ЭП определяют ряд расчетных коэффициентов, используемых в электрических расчетах и при выборе параметров элементов системы электроснабжения (СЭС). Основные расчетные коэффициенты:

1) коэффициент максимума:

$$K_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{cp}}}; \quad P_{\text{max}} = P_p; \quad (2.4)$$

2) коэффициент использования установленной мощности:

$$K_{\text{и}} = \frac{P_{\text{cp}}}{P_y}; \quad P_y = \sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i}, \quad (2.5)$$

где P_y – установленная номинальная мощность ЭП;

3) коэффициент спроса:

$$K_c = \frac{P_{\max}}{P_y}; \quad (2.6)$$

4) коэффициент заполнения графика нагрузок:

$$K_{зг} = \frac{P_{ср}}{P_{\max}}; \quad (2.7)$$

5) коэффициент загрузки электроприемника:

$$K_3 = \frac{P_{ср}}{P_y}. \quad (2.8)$$

Соотношения между коэффициентами:

$$K_c = K_n K_{\max}; \quad K_{зг} = \frac{1}{K_{\max}}. \quad (2.9)$$

Важным коэффициентом для характеристики ГЭН является коэффициент формы

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{э}}}{P_{ср}}; \quad P_{\text{э}} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i^2}, \quad (2.10)$$

где $P_{\text{э}}$ – эффективная мощность.

Дисперсия нагрузки:

$$D[p] = \sigma_p^2 = P_0^2 (K_{\phi}^2 - 1). \quad (2.11)$$

Величину расчетной мощности определяют на основании ГЭН по формулам

$$P_p = P_0 + \beta \sigma_p, \quad P_p = K_c P_y, \quad (2.12)$$

где $\beta = 2,5-3$ – коэффициент, зависящий от закона распределения вероятностей.

Описание лабораторного стенда

Стенд содержит следующие элементы:

- преобразователь частоты (ПЧ) ALTIVAR 61;
- блок управления заслонками ICE-LC;
- вентилятор PUA-3000/CTI;
- малогабаритное вытяжное устройство DELI-75;
- заслонка с электроприводом MD160;
- универсальный измерительный прибор параметров трехфазной сети DMK-32.

Кроме перечисленных элементов в стенде находятся датчики LS-12 светочувствительные, преобразователь скорости воздушного потока SE. На стенде установлен персональный компьютер (ПК) с программным обеспечением (ПО) для управления и обработки данных с мультиметра DMK-32.

Принципиальные электрические схемы стенда приведены в приложении к настоящей лабораторной работе. Схемы следует изучить до начала эксперимента. Принцип работы установки состоит в следующем: при срабатывании светочувствительного датчика LS-12 сигнал поступает на контроллер заслонки, который передает команды на привод заслонки и контроллер управления центральным вентилятором. При этом вентилятор включается, скорость вращения задается ПЧ в зависимости от числа открытых заслонок. Блок управления позволяет запрограммировать процессы открытия заслонок по двум параметрам: интервал времени до включения и время работы. Мультиметр DMK-32 выполняет функции контроля и измерения параметров системы питания стенда: напряжения, тока, $\cos(\varphi)$, активной, реактивной и полной мощности, расходов электроэнергии. Мультиметр передает данные на ПК, где в зависимости от установленных запросов фиксируются в табличной форме электрические величины. Подробное описание элементов стенда установлено на ПК.

Программа работ

1. Изучить элементы стенда, принципиальные электрические схемы.
2. Усвоить назначение и порядок манипулирования органами управления стендом.
3. Научиться выставлять программу работы вентиляторной установки (ВУ) на блоке управления (БУ).
4. Разработать программу работы ВУ по принципам, показанным в приложении 2.2 (к настоящей лабораторной работе). Исходные данные получить у преподавателя.

5. Выполнить ручные запуски ВУ, проверить работоспособность элементов, включить ПО на ПК для мультиметра DMK-32.

6. Задать в ПО контролируемые параметры сети и интервалы их записи.

7. Установить программу автоматической работы ВУ. Показать преподавателю.

8. Произвести пуск ВУ в автоматическом режиме, отслеживать по диаграмме на ВУ режимы работы, а на мониторе ПК фиксировать параметры трехфазной сети. Общее время работы ВУ в автоматическом режиме не более 30 мин.

9. Выполнить статистическую обработку данных измерений нагрузки в следующем порядке:

– получить осредненный график нагрузок (мощность, ток), интервал осреднения задает преподаватель. В осредненном ряде должно быть 15-20 значений ряда;

– для осредненного графика найти: среднее значение, дисперсию и среднеквадратическое отклонение нагрузки, а также эффективное значение и коэффициент формы графика по формулам (2.10) – (2.12), показанным выше, в среде MS Excel;

– найти расчетные коэффициенты максимума, использования установленной мощности, загрузки и спроса;

– оценить расчетную мощность для заданного ЭП.

Содержание отчета

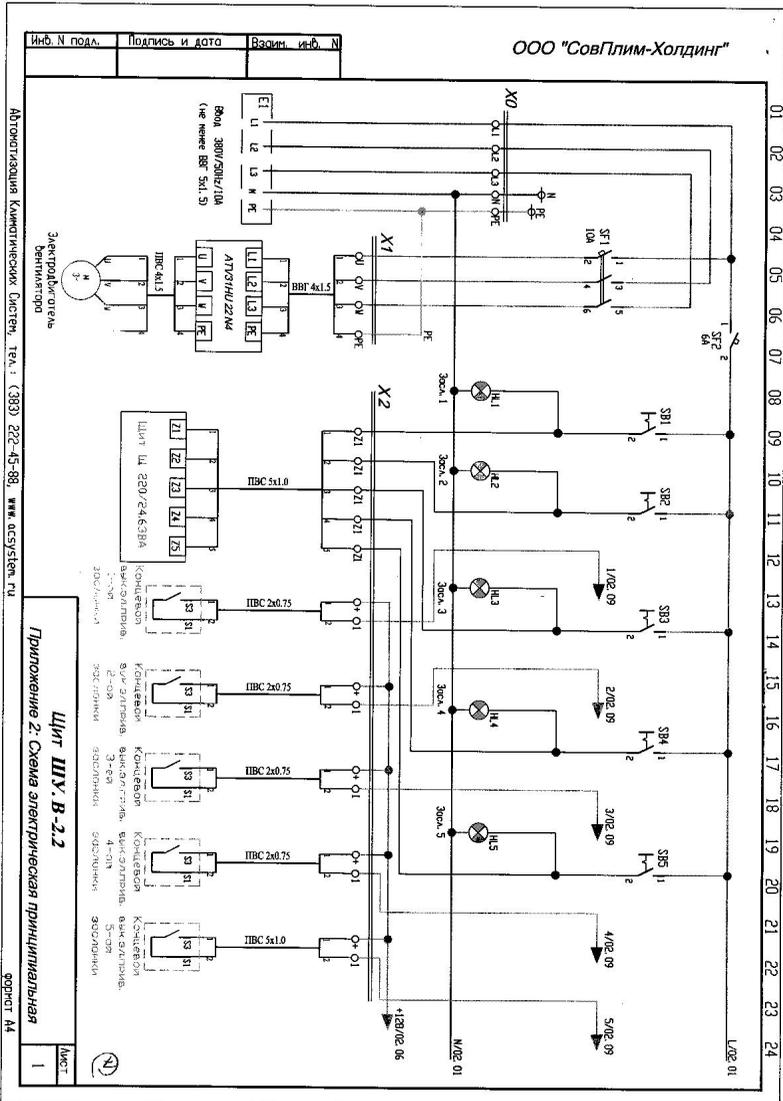
В отчете показать принципы выполнения лабораторного стенда и программирования автоматической работы ВУ. Представить в табличной и графической формах осредненные графики нагрузок. Привести расчеты показателей нагрузок к программе задания режимов работы ВУ.

Контрольные вопросы

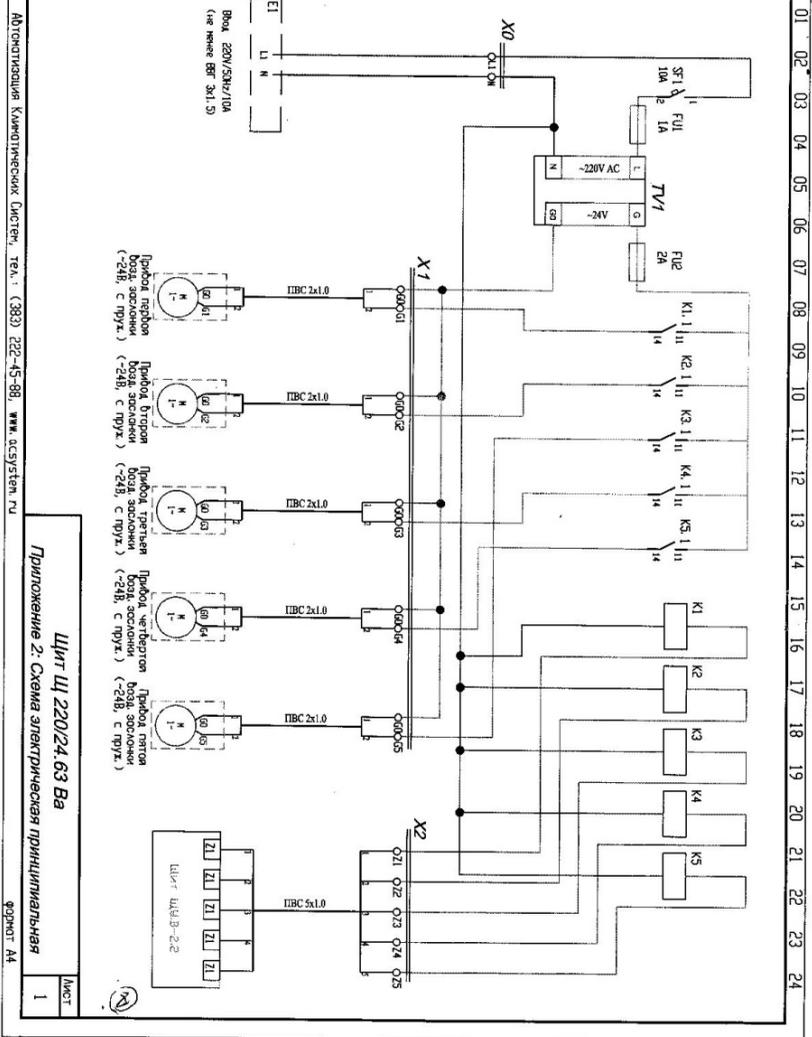
1. В чем состоят принципы автоматизации режимов работы ВУ?
2. Как задать программу работы ВУ?
3. Что представляет собой схема подключения ВУ к сети?
4. Какие функции выполняет ПО для мультиметра DMK-32?
5. Какие ГЭН бывают у ЭП? В чем их отличие?
6. Как найти среднее и эффективное значение нагрузки из графика?
7. Зачем выполняют осреднение ГЭН?
8. Что характеризуют расчетные коэффициенты использования установленной мощности, загрузки, заполнения графика?
9. Как определить коэффициенты максимума и спроса?
10. Как найти расчетную нагрузку?

Приложение к лабораторной работе № 2

Приложение 2.1



Инф. № подл.	Подпись и дата	Взрив. инф. №



01 02 03 04 05 06 07 08 09 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

Автоматизация Каменноугольных Систем, тел.: (383) 222-45-88, www.asystem.ru

Щит Щ 220/24.63 Ва
Приложение 2-Схема электрическая принципиальная
файл: 04

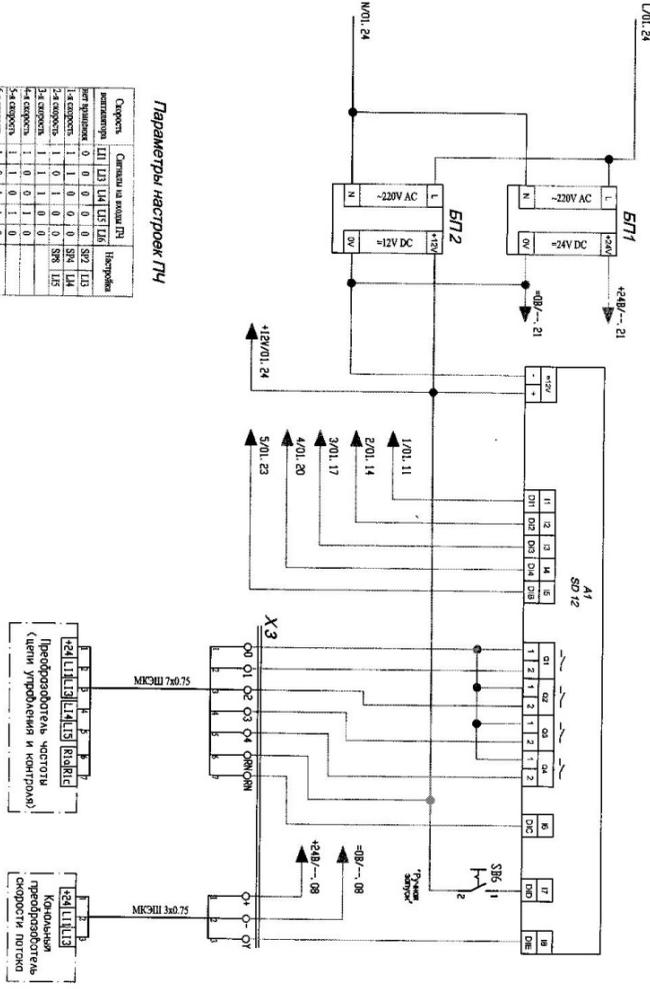
Лист	1
------	---

01 02 03 04 05 06 07 08 09 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

Инф. N подл.	Подпись и дата	Визир. инф. N
--------------	----------------	---------------

Параметры настроек ПЧ

Скорость	Сигналы на входы ПЧ						История					
вращающего момента	U1	U2	U3	U4	U5	U6	SPZ	LD	SPN	LD	SPN	LD
1-я скорость	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2-я скорость	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3-я скорость	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4-я скорость	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5-я скорость	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6-я скорость	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Автоматизация Кингдическ Систем, тел.: (383) 222-45-88, www.ksystem.ru

Цит ШУ В-22
 Приложение 2. Схема электрическая принципиальная
 формат А4

Лист	2
------	---

Приложение 2.2

Расчет интервалов программы работы ВУ

Программа автоматической работы ВУ составляется в предположении случайного числа открытых заслонок. Предположим, что вероятность числа (m из n) открытых заслонок соответствует биномиальному распределению вида

$$P(x = m) = C_n^m p^m q^{n-m},$$

где $n = 5$ – общее число рабочих рукавов (заслонок); m – случайное число открытых заслонок; p – вероятность того, что заслонка будет открыта; $q = 1 - p$ – вероятность того, что заслонка будет закрыта.

Для показанного распределения математическое ожидание $M[X] = np$. Для данной установки, к примеру при $p = 0,4$, $M[m] = 5 \cdot 0,4 = 2$ – среднее число открытых заслонок за период.

Дисперсия $D[m] = npq$ – для того же случая:

$$D[m] = \sigma_m^2 = npq = 5 \cdot 0,4 \cdot 0,6 = 1,2.$$

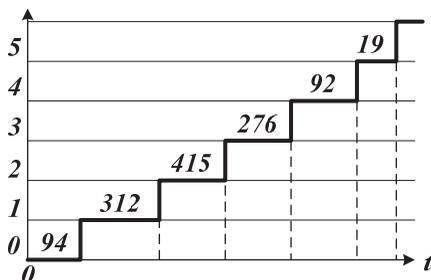
C_n^m – число сочетаний из n по m , определяемое по формуле

$$C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!}.$$

Пример определения периодов работы одновременно открытых заслонок приведен в таблице.

Пример ряда вероятностей

Период работы	0	1	2	3	4	5
$x = m$	0,078	0,26	0,346	0,23	0,077	0,01
C_n^m	1	5	10	10	5	1
$T = 20$ мин	1,56	5,2	6,92	4,6	1,54	0,2
$T = 1200$ с	94	312	415	276	92	19



Временная диаграмма работы заслонок

Пусть $p = 0,4$, что соответствует тому, что, к примеру, из 20 мин рабочего цикла каждая из пяти заслонок будет открыта, $t = 0,4 \cdot 20 = 8$ мин. Найдём ряд вероятностей для числа одновременно открытых заслонок при $p = 0,4$. Причем эти интервалы на числовой оси могут размещаться случайным образом. В случае прямолинейной программы диаграмма работы ВУ будет иметь вид, изображенный на рисунке.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Исследование энергосберегающих режимов работы электроприемников (на примере макета насосной установки)

Цель работы:

- приобрести умение выбирать энергосберегающие режимы работы электроприемников без снижения качества функционирования системы;
- ознакомиться с принципами работы насосной установки методами регулирования расходов и давления жидкости в системе;
- изучить средства автоматизации для устройств насосных систем для перекачки жидкостей.

Краткие сведения из теории

Лабораторная установка представляет собой макет водоперекачивающей системы, оборудованной насосами, управляемыми задвижками. Водяной насос имеет регулируемый электропривод на основе асинхронного электродвигателя с регулируемой от преобразователя частоты скоростью вращения. Основными положениями для постановки задачи энергосбережения являются следующие. Расход жидкости регулируется изменением числа оборотов АЭД. При уменьшении скорости на 20 % относительно номинальной подача жидкости также уменьшается на 20 %. Расход воды прямо пропорционален числу оборотов. В то же время потребление электроэнергии снижается на 50 %. Если система используется на 100 % по расходу воды в течение нескольких дней в году, а остальное время расход составляет менее 80%, количество сэкономленной энергии превышает 50 %. В рассматриваемых системах параметрами являются расход жидкости (объем перекаченной жидкости), давление в системе и используемая мощность насосов.

Для систем этого вида основные соотношения представляются отношениями показателей и числа оборотов АЭД:

$$\text{расход } \frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2};$$

$$\text{давление } \frac{H_1}{n_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^2 ;$$

$$\text{мощность } \frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^3 .$$

Связь этих показателей с числом оборотов АЭД представляется графиками, изображенными на рис. 3.1.

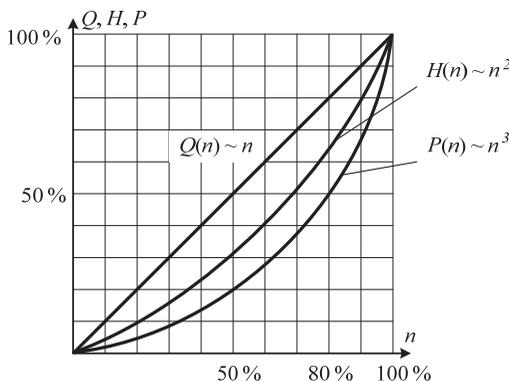


Рис. 3.1. Зависимости $Q(n)$, $P(n)$ и $H(n)$

Управление мощностью может осуществляться с помощью клапанов без регулирования скорости и с регулированием посредством преобразователя частоты.

Устройство лабораторного стенда

Схема насосной установки с обозначением элементов показана на рис. 3.2.

Элементы стенда: преобразователь частоты VLFC102; насос CR; реле давления и термостаты КР1; расходомер, счетчик электромагнитный; источник вторичного питания «Взлет ИВП»; электропривод АМЕ20; клапан седельный регулирующий; ручной балансировочный клапан; редукционный клапан; преобразователь давления; универсальный измерительный прибор параметров трехфазной сети ДМК-32.

ру Р12 установить необходимое давление перед потребителем. Регулирующим клапаном (клапан балансируемый) можно изменять подачу воды потребителю, руководствуясь показателями расходомера от 2,5 до 8,5 м³/ч. Проследить по манометрам давление после насоса (Р13) и перед насосом (Р11). Давление, создаваемое насосом, равно разнице показателей манометров. Стабилизировать режим, выполните отметку границ работы в этом режиме по мультиметру. Сделать запись электрических величин.

Подготовить стенд и макет для работы в режиме автоматической стабилизации давления с применением частотного преобразователя. Для этого режима краны 1 и 3 закрыть, а 2 и 4 открыть. Давление перед потребителем контролировать преобразователем давления (см. рис. 3.2). подача воды регулируется клапаном с электроприводом.

Стабилизировать цикл в режимах, одинаковых с ручным управлением, зафиксировать время начала цикла, автоматического регулирования давления и производительности на мультиметре ДМК-32. Выполнить фиксацию измеренных электрических величин.

Выполнить статическую обработку данных измеренных электрических величин. Данные разделить на две группы: ручного и автоматического регулирования по табличным данным. Определить средние значения (оценку математического ожидания) и дисперсию (среднеквадратическое отклонение) для тока (самой загруженной фазы), активной мощности в среде Excel. Найти коэффициент формы графика нагрузок.

Выполнить интерпретацию полученных результатов.

Содержание отчета

В отчете представьте схему насосной установки, опишите функции ее элементов, установку режимов ручного и автоматического регулирования. По записям данных в ПО ДМК 32 приведите выписку показаний приборов, характерных для каждого из режимов. Покажите результаты определения средних (P_{cp} , I_0), эффективных (P_3 , I_3) значений величин токов и активной мощности, а также дисперсий, среднеквадратических отклонений. Связи между приведенными величинами определяют по формулам

$$P_{cp} = P_0 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i; \quad P_3 = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i^2}; \quad D_p = \sigma_p^2 = D_3^2 - P_0^2;$$

$$K_{\phi} = \frac{P_{\Sigma}}{P_0}; \quad \sigma_p = P_0 \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}.$$

Выполните интерпретацию полученных величин в опытах. Ответьте на вопросы: достигается ли экономия электроэнергии в автоматическом режиме? Нужно ли расходы электроэнергии выражать в удельной форме, $a_{уд}$, кВт · ч/м³ или $P_{уд}$, кВт/м³/ч. Какая нужна мощность на данной установке для обеспечения заданной производительности перекачки.

Контрольные вопросы

1. Какое назначение имеют элементы стенда – редуционный клапан, клапан седельный с электроприводом?
2. Какую роль выполняют в установке преобразователи расхода и давления?
3. Как установить на стенде ручной режим управления?
4. Как установить автоматический режим?
5. За счет каких факторов достигается энергосбережение?
6. Как интерпретировать результаты экспериментов по показателю и электропотребления?
7. Если известна средняя активная мощность за период, то как оценить реактивную мощность, расход электроэнергии?
8. К какому типу можно отнести графики активной мощности (длительному, кратковременному, повторно-кратковременному)?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

Исследование показателей качества электроэнергии на установке регулируемого плавного пуска механизмов

Цель работы:

исследовать показатели качества электроэнергии (ПКЭ), определенные ГОСТ 13109–97 на реальной установке, содержащей средства регулирования скорости и пускового момента асинхронного двигателя.

Краткие теоретические сведения

Качество электроэнергии существенно влияет на все показатели работы электроприемников (потребителей). При снижении ПКЭ увеличиваются потери энергии, перегревы линий, ускоряется старение изоляции, появляются опасные наведенные напряжения при работе электронных систем и вычислительной техники и т. п.

ГОСТ 13109–97 устанавливает нормы на ПКЭ, показанные в таблице.

Нормы показателей качества электроэнергии

Показатель КЭ, единица измерения	Нормы КЭ (пункты стандарта)	
	Нормально допустимые	Предельно допустимые
Установившееся отклонение напряжения δU_y , %	± 5	± 10
Размах изменения напряжения δU_t , %	–	Кривые 1, 2, рис. П4
Доза фликера, отн. ед.: кратковременная P_{st} длительная P_{Lt}	– –	1,38; 1,0 1,0; 0,74
Коэффициент искажения си- нусоидальности напряжения K_{U_s} , %	См. ГОСТ	См. ГОСТ
Коэффициент n -й гармониче- ской составляющей напряже- ния $K_{U(n)}$, %	См. ГОСТ	См. ГОСТ

Показатель КЭ, единица измерения	Нормы КЭ (пункты стандарта)	
	Нормально допустимые	Предельно допустимые
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} , %	2	4
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} , %	2	4
Отклонение частоты Δf , Гц	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$
Длительность провала напряжения $\Delta t_{п}$, с	–	30
Импульсное напряжение $U_{имп}$, кВ	–	–
Коэффициент временного перенапряжения $K_{пер U}$, отн. ед.	–	–

Вспомогательные параметры электрической энергии: *частота повторения изменений напряжения; интервал между изменениями напряжения; глубина провала напряжения; частота появления провалов напряжения; длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды; длительность временного перенапряжения.*

Продолжительность времени измерений для определения показателей качества электроэнергии устанавливается 24 часа, кроме измерений длительности провала, импульсного напряжения и коэффициента временного перенапряжения. Измерения проводятся в характерные рабочие и выходные дни, общая продолжительность измерений – 7 суток.

Получение данных об импульсах и кратковременных перенапряжениях следует проводить путем длительного наблюдения и регистрации. ГОСТ 13109 устанавливает погрешность измерений показателей КЭ, требования к интервалам усреднения.

Графические представления отклонений, колебаний перенапряжений и провалов напряжения даны в приложении. Кривые несинусоидальности и импульсов напряжений также приведены в приложении. Колебания напряжений произвольной формы и форма меандра представлены на рис. П4.

Понятия к определению показателей КЭ

Фликер – субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники.

Доза фликера – мера восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени.

Время восприятия фликера – минимальное время для субъективного восприятия человеком фликера, вызванного колебаниями напряжения определенной формы.

Частота повторения изменений напряжения – число одиночных изменений напряжения в единицу времени.

Провал напряжения – внезапное понижение напряжения в точке электрической сети ниже $0,9U_{\text{ном}}$, за которым следует восстановление напряжения до номинального значения за промежуток времени от 10 мс до 10 с.

Импульс напряжения – резкое изменение напряжения в точке электрической сети, за которым следует восстановление напряжения за несколько миллисекунд.

Временное перенапряжение – повышение напряжения в точке электрической сети выше $1,1U_{\text{ном}}$ продолжительностью более 10 мс.

Коэффициент временного перенапряжения – величина, равная отношению максимального значения амплитудных значений напряжения за время существования перенапряжения к амплитуде номинального напряжения.

Огибающая среднеквадратичных значений напряжения – ступенчатая временная функция, образованная среднеквадратическими значениями напряжения, дискретно определенными на каждом полупериоде основной частоты.

$U_{ai}, U_{a\ i+1}$ – значения следующих один за другим экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей амплитудных значений напряжения на каждом полупериоде основной частоты.

Способы расчета и методика определения показателей КЭ

1. *Отклонение напряжения* определяют по формуле

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100 \%, \quad (4.1)$$

или

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}}. \quad (4.2)$$

2. Колебания напряжения

Размах изменения напряжения δU_t в процентах вычисляют по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{ном}} 100\%, \quad (4.3)$$

где U_i, U_{i+1} – значения следующих один за другим экстремумов или экстремума и горизонтального участка.

3. При периодических колебаниях напряжения долю фликера вычисляют по формуле $\delta U_t = \frac{m}{t}$, где m – число изменений напряжения за время t ; t – интервал времени измерения, принимаемый равным 10 мин.

Дозу фликера определяют с помощью фликерметра.

4. Несинусоидальность напряжения.

Значение коэффициента n -й гармонической составляющей $K_{U(n)i}$ в процентах как результат i -го наблюдения вычисляют по формуле

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{1(i)}} 100\%, \quad (4.4)$$

где $U_{(l)i}$ – действующее значение напряжения основной частоты на i -м наблюдении в вольтах, киловольтах.

Вычисляют $K_{U(n)}$ – коэффициент n -й гармоники как результат усреднения N наблюдений по формуле

$$K_{U(n)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (K_{U(n)i})^2}{N}}. \quad (4.5)$$

Число наблюдений должно быть не менее девяти. КЭ соответствуют требованиям стандарта, если $K_{U(n)}$ наибольшее и не превышает предельно допустимого значения.

5. Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U вычисляют по формуле

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{(1)i}} 100\%, \quad (4.6)$$

где $U_{(n)i}$ – действующее значение межфазного напряжения основной частоты. Можно принять $U_{(n)i} = U_{\text{ном}}$.

По результатам N наблюдений вычислить результирующий коэффициент искажения по формуле

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{Ui}^2}{N}}. \quad (4.7)$$

Число наблюдений N должно быть не менее девяти. Значения коэффициента предельно и нормально допустимые (см. таблицу).

6. Отклонение частоты.

Усредненное значение частоты по результатам N наблюдений вычисляют по формуле

$$f_y = \frac{\sum_{i=1}^N f_i}{N}. \quad (4.8)$$

Значение отклонения частоты определяют по формуле

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}}. \quad (4.9)$$

Число наблюдений должно быть не менее 15. Значения частоты в интервале определяют с интервалом по времени 20 с.

7. Коэффициенты несимметрии напряжений определяют по обратной и нулевой последовательности по формуле

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2Ui}^2}{N}}, \quad (4.10)$$

где $N > 9$ – число наблюдений; K_{2Ui} – коэффициент несимметрии в i -м наблюдении определяют по формуле

$$K_{2Ui} = \frac{U_{\text{нб}(1)i}}{U_{\text{нм}(1)i}} 100 \%, \quad (4.11)$$

где $U_{\text{нб}(1)i}$, $U_{\text{нм}(1)i}$ – наибольшее и наименьшее действующие значения из трех междуфазных напряжений основной частоты в i -м наблюдении (вольт, киловольт).

8. Коэффициент несимметрии по нулевой последовательности

$$K_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0Ui}^2}{N}}. \quad (4.12)$$

В приложении к настоящей лабораторной работе приведены виды искажений кривых напряжений при провалах, импульсах и перенапряжениях.

Устройство лабораторного стенда

Устройство пуска асинхронного двигателя включает в себя следующие блоки:

- 1) многофункциональный блок управления TeSyS LUCM-12B1;
- 2) преобразователь частоты Altivar 31;
- 3) устройство плавного пуска Altistart 48. Универсальный измерительный прибор параметров трехфазной сети DMK-32;
- 4) асинхронный двигатель DV 100L4/TF.

Преобразователь частоты Altivar 31 предназначен для управления асинхронным короткозамкнутым двигателем, содержит терминал со

встроенным экраном и клавишами для настройки, конфигурирования, сигнализации и управления. Терминал используется в диалоговом режиме.

Устройство плавного пуска и торможения Altistart 48 представляет собой тиристорное переключающее устройство (регулятор напряжения), обеспечивающее плавный пуск и остановку трехфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором. Выполняемые функции: плавный пуск и торможение, защита двигателей и связь с системами автоматизации. Пусковое устройство имеет встроенный терминал, позволяющий перестраивать программируемые функции настройки и защиты.

Пускатели TeSyS. Основное назначение – коммутация двигательных нагрузок, управление этими нагрузками, защита от перегрузок по току и КЗ, защита от тепловой перегрузки, сигнализация срабатывания защит.

Программа работ

1. Ознакомиться с устройствами стенда, по электрической схеме изучить порядок использования элементов управления.

2. Изучить порядок установки параметров устройств, ознакомиться с ПО ДМК-32 и его основными функциями.

3. Ознакомиться с назначением и основными функциями блока управления ToSyS.

4. Настроить ДМК-32 на измерение параметров трехфазной сети – междуфазных напряжений, коэффициента мощности, тока. Установить в ПО режимы фиксации параметров из расчета не менее 18 измерений в минуту.

5. Выполнить эксперименты по пуску и установившемуся режиму работы асинхронного двигателя с фиксацией показанных выше параметров трехфазной сети.

6. Опыты провести для следующих режимов: прямой пуск АД с помощью блока управления TeSyS; плавный пуск с помощью устройств Altistart 48 для различных темпов разгона, заданных преподавателем; плавный пуск с помощью преобразователя частоты Altivar 31 для различных темпов разгона (задает преподаватель). Число пусков в каждом режиме должно быть не менее девяти, длительность работы в заданном режиме не менее минуты.

Обработка данных, зафиксированных в ПО, с получением следующих показателей качества электроэнергии (в каждом из режимов или

во всех режимах): отклонения и колебания напряжения; коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения; отклонение частоты.

Обработку результатов измерений с получением показателей КЭ для каждого режима выполнить с использованием ПО с возможностью обработки данных в MS Excel.

Содержание отчета

В отчете необходимо дать краткие сведения об устройствах стенда и их взаимодействиях. Для каждого режима привести данные по измеренным величинам для двух характерных опытов в табличной форме (шесть строк – выписка из таблицы ПО). Показать расчеты (формулы), применяемые для показателей КЭ. В табличной форме указать значения показателей КЭ. Выполнить интерпретацию показателей КЭ и их соответствие требованиям ГОСТ 13109–97.

Контрольные вопросы

1. Как задают режимы на лабораторном стенде, к примеру, прямой пуск, плавные пуски? Укажите схемы питания АД.
2. Зачем нормируют показатели КЭ? Как КЭ влияет на работу электроприемников?
3. Как следует понимать нормально допустимые и предельно допустимые показатели КЭ?
4. Что такое фликер? От чего зависит и как его определяют?
5. Что такое коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения?
6. Как нормируют отклонения частоты и как определяют в опыте?
7. Как оценивают несимметрию напряжений?
8. Как определяют и регламентируют провалы напряжения?
9. Как определяют и нормируют отклонения напряжения?
10. Перечислите основные нормируемые показатели КЭ.

Приложение к лабораторной работе № 4

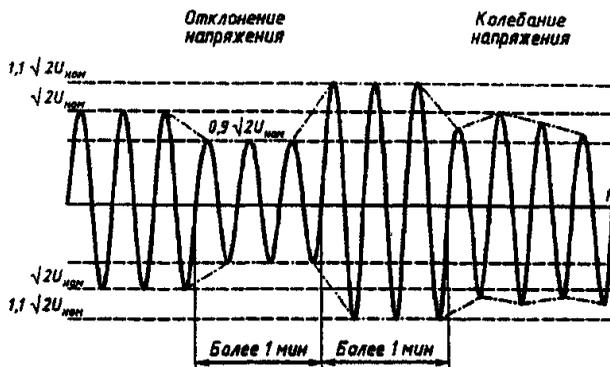


Рис. П1. Отклонения и колебания напряжения

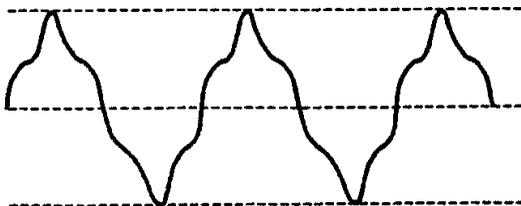


Рис. П2. Несинусоидальность напряжения



Рис. П3. Импульсные напряжения

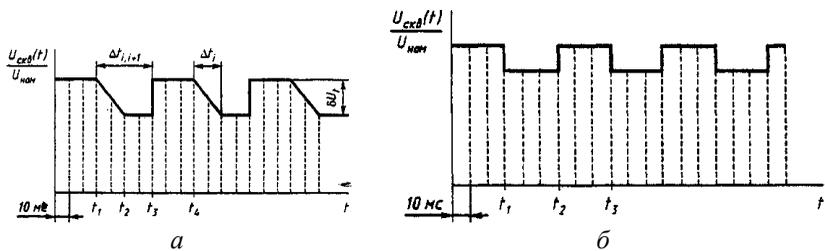


Рис. 14. Колебания напряжения произвольной формы (а) и имеющие форму меандра (б)

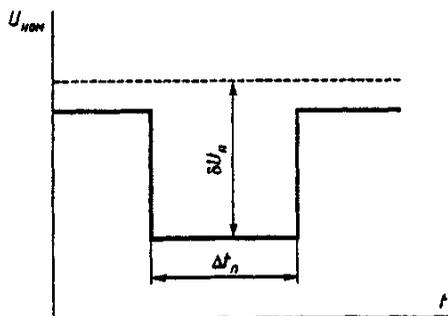


Рис. 15. Провал напряжения

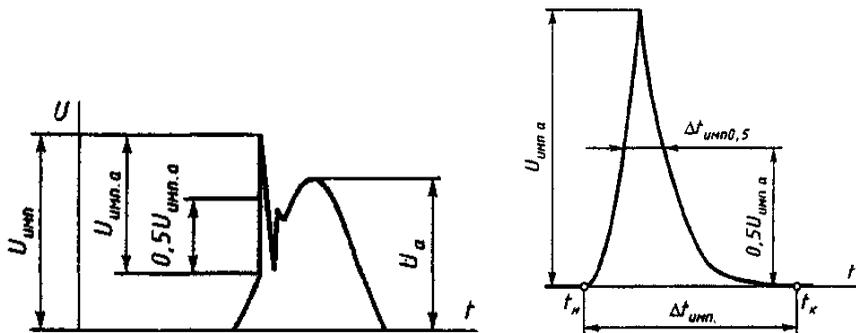


Рис. 16. Параметры импульсного напряжения

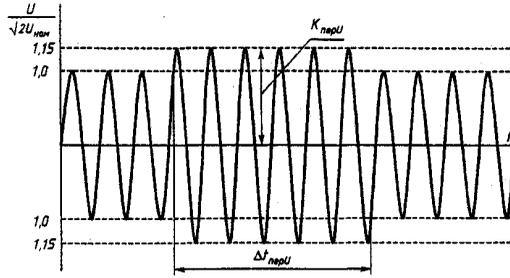


Рис. П7. Временное перенапряжение

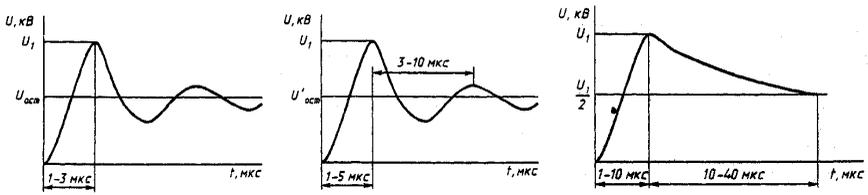


Рис. П8. Формы грозных импульсов

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

Исследование установки компенсации реактивной мощности

Цель работы:

изучение принципов компенсации реактивной мощности и оборудования лабораторного стенда.

Краткие теоретические сведения

Реактивная мощность – величина, характеризующая нагрузки, создаваемые в электротехнических устройствах колебаниями энергии электромагнитного поля в цепи переменного тока, равна произведению действующих значений напряжения U и тока I , умноженному на синус угла сдвига фаз φ между ними:

$$Q = UI \sin(\varphi) . \quad (5.1)$$

Единица реактивной мощности – вольт-ампер реактивный (var, вар). Реактивная мощность связана с полной мощностью S и активной мощностью P соотношением

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} . \quad (5.2)$$

Реактивная мощность в электрических сетях вызывает дополнительные активные потери (на покрытие которых расходуется энергия на электростанциях) и потери напряжения (ухудшающие условия регулирования напряжения). В некоторых электрических установках реактивная мощность может быть значительно больше активной. Это приводит к появлению больших реактивных токов и вызывает перегрузку источников тока. Для устранения перегрузок и повышения коэффициента мощности электрических установок осуществляется компенсация реактивной мощности.

Основные потребители реактивной мощности – *асинхронные электродвигатели*, которые потребляют 40 % всей мощности совместно с бытовыми и собственными нуждами. В электрических машинах переменный магнитный поток связан с обмотками. Вследствие этого в обмотках при протекании переменного тока индуцируются реактивные

ЭДС, обуславливающие сдвиг по фазе между напряжением и током. Этот сдвиг по фазе обычно увеличивается, а $\cos(\varphi)$ уменьшается при малой нагрузке. Например, если $\cos(\varphi)$ двигателей переменного тока при полной нагрузке составляет 0,75...0,80, то при малой нагрузке он уменьшится до 0,20...0,40.

Уменьшение коэффициента мощности нагрузки, как правило, вызвано активно-индуктивным характером нагрузок. Компенсация реактивной мощности основана на том, что емкостный ток находится в противофазе с индуктивным током. Поэтому при определенных параметрах эти токи могут компенсировать друг друга, что приводит к практически полному устранению реактивной составляющей мощности.

В зависимости от подключения и формы применения конденсаторов различают:

индивидуальную или постоянную компенсацию, при которой индуктивная реактивная мощность компенсируется непосредственно в месте ее возникновения, что ведет к разгрузке подводящих проводов (рис. 5.1, а);

групповую компенсацию, в которой аналогично с локальной компенсацией для нескольких одновременно работающих индуктивных потребителей подключается совместный постоянный конденсатор (рис. 5.1, б);

централизованную компенсацию, при которой определенное число конденсаторов подключается к главному или групповому распределительному шкафу. Такую компенсацию применяют обычно в больших электрических системах с переменной нагрузкой (рис. 5.1, в).

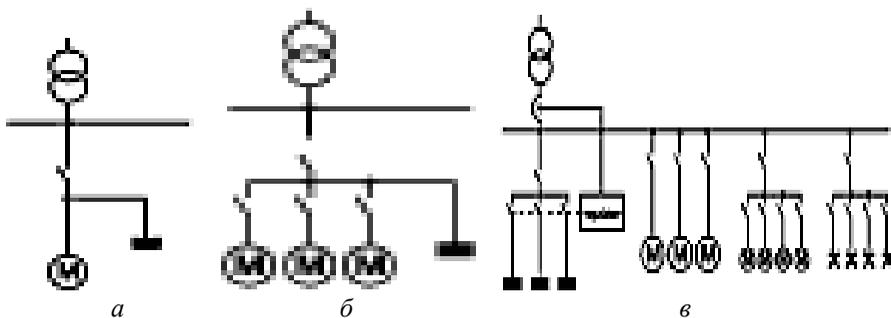


Рис. 5.1. Способы компенсации реактивной мощности

Устройства лабораторного стенда

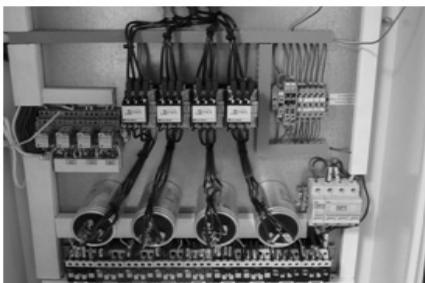
Лабораторный стенд представляет собой установку автоматической компенсации реактивной мощности. Полное описание оборудования, используемого в лабораторной установке, представлено на рабочем месте в электронном виде.

Структурно установка состоит из измерительного комплекса ДМК-32, активно-индуктивной нагрузки и блока компенсации реактивной мощности, выполненного на базе конденсаторов и контроллера Ersos (рис. 5.2). Электрическая схема силовых цепей и цепей управления представлена в приложении к настоящей лабораторной работе. В схеме также указаны номинальные параметры нагрузки.



Рис. 5.2. Общий вид лабораторного стенда

Лабораторный стенд (рис. 5.2 и 5.3) состоит из четырех функциональных блоков: трехфазной активно-индуктивной нагрузки; блока коммутации; регулятора реактивной мощности; блока коммутируемых трехфазных конденсаторных батарей.



a



б

Рис. 5.3. Лабораторный стенд для исследования компенсации реактивной мощности

Схема подключения регулятора показана на рис. 5.4.

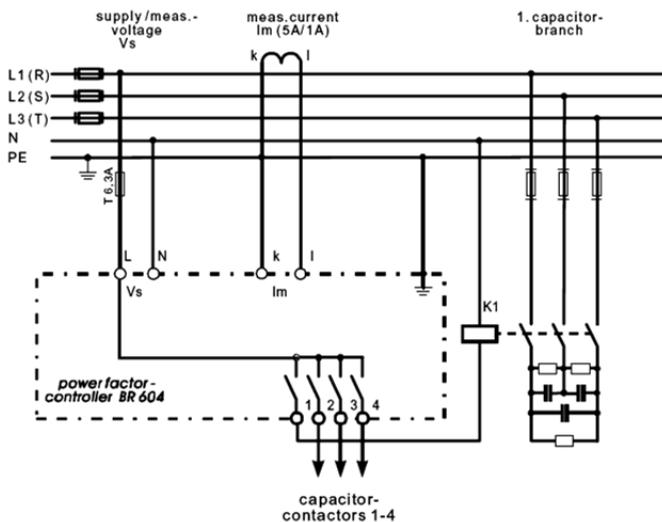


Рис. 5.4. Схема подключения регулятора

Регуляторы реактивной мощности (PPM) автоматизированных конденсаторных установок (АКУ) производят дискретный автоматиче-

ский подбор емкостной реактивной мощности, необходимой для компенсации индуктивной реактивной мощности внешней (компенсируемой) сети (рис. 5.4). Современные РРМ имеют микропроцессорную базу, а их работа осуществляется в функции фазового сдвига (угла φ) между составляющими тока и напряжения одной из фаз компенсируемой сети. Встроенная схема измерения определяет значение коэффициента мощности ($\cos(\varphi)$) в четырех квадрантах комплексной плоскости и сравнивает его с предварительно заданной уставкой $\cos(\varphi)$ на РРМ. При наличии отклонения указанных значений РРМ производит дискретный автоматический подбор емкостной реактивной мощности, формирует сигнал на включение или отключение контакторов (пускателей) ступеней конденсаторных батарей (КБ).

За счет оптимизации подключения ступеней КБ заданное на РРМ значение коэффициента мощности достигается минимальным числом команд переключения конденсаторов.

С помощью BR604 возможно одновременное измерение основных электрических величин: средних значений полной, активной и реактивной мощности компенсируемой сети, коэффициента мощности за заданный промежуток времени, уровня напряжения и тока в измеряемой фазе, параметров компенсируемой сети, контроль эксплуатационных характеристик, а также АКУ (число включений ступеней конденсаторных батарей, температуры внутри шкафа) с их последующим отображением на встроенном жидкокристаллическом дисплее.

На дисплее также можно получить отображение запрограммированных настроек меню и текстовые (буквенно-цифровые) сообщения об ошибках (сбоях) в работе. При отключении питания BR604 сохраняет данные текущих настроек, а также пиковые (наибольшие и наименьшие) значения измеренных параметров в энергонезависимой памяти (EEPROM). Возможно считывание указанных выше параметров и передача их через интерфейс на компьютер. Регулятор допускает переключение с автоматического (Auto) на ручной (Manual) режим работы, что особенно важно для проведения тестовых запусков.

Блок трехфазной активно-индуктивной нагрузки состоит из четырех ступеней, которые коммутируются с помощью контакторов блока коммутации.

Значения $\cos(\varphi)$ ступеней составляют: нулевая ступень – 0,98, первая – 0,81, вторая – 0,76, третья – 0,64, четвертая – 0,46.

Программа работ

Рассчитать коэффициент мощности активно-индуктивной нагрузки для каждой ступени, используя электрическую схему установки (см. приложение к настоящей лабораторной работе).

Рассчитать емкость конденсаторного компенсатора для каждой ступени нагрузки, принимая требуемое значение $\cos(\varphi) = 0,95$.

Определить фактический коэффициент мощности для каждой ступени установки путем пробных запусков при отключенной компенсации.

Запрограммировать контроллер на компенсацию реактивной мощности в соответствии с инструкцией по эксплуатации и проверить работу системы на каждой ступени.

Сделать выводы по работе.

Внимание! Эксперименты проводить не более 30 мин, чтобы дать охладиться блоку нагрузки.

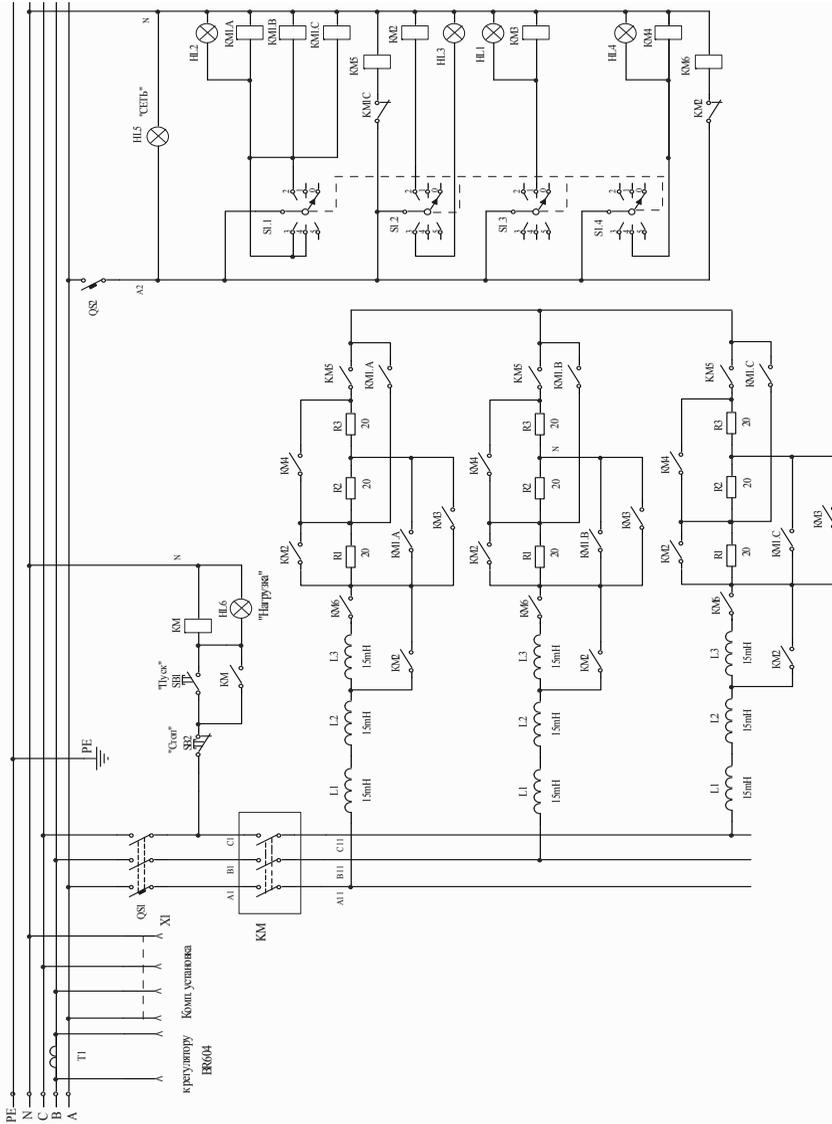
Содержание отчета

1. Электрическая схема лабораторной установки.
2. Расчет коэффициента мощности всех ступеней нагрузки.
3. Расчет емкости компенсационного устройства.
4. Результаты определения фактического коэффициента мощности в табличной форме.
5. Описание алгоритма программы работы регулятора реактивной мощности Ercos (порядок программирования контроллера для работы в ручном и автоматическом режиме).
6. Результаты исследований работы установки в режиме компенсации реактивной мощности в графической и табличной формах (для каждой фазы);

Контрольные вопросы

1. Какая частота у реактивных токов?
2. В каких формах можно представить полную мощность?
3. Как по проводнику передать только натуральную мощность?
4. Приведите векторные диаграммы для токов при индуктивных, емкостных и смешанных нагрузках.
5. В каких электрических цепях вообще отсутствуют реактивные токи?
6. Как генерируют реактивную мощность?

Приложение к лабораторной работе № 5



Электрическая схема установки компенсации реактивной мощности

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Кудрин Б.И.* Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин. – М.: Интернет Инжиниринг, 2007. – 672 с.
2. *Сопов В.И.* Электроснабжение нефтегазовых комплексов и производств: учеб. пособие / В.И. Сопов, Н.И. Щуров. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – 270 с.
3. *Справочник* по электроснабжению и электрооборудованию / под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. РД 39-0147323-803–89-Р «Указания по расчету и регулированию электрических нагрузок и потребления предприятий нефтяной промышленности». – Главтюменнефтегаз, Гипротюменнефтегаз, 1989. – 146 с.
5. *Шабанов В.А.* Электрооборудование технологических установок в нефтегазовой промышленности. Ч. 1. Электропривод и электроснабжение установок бурения и насосной добычи нефти: учеб. пособие / В.А. Шабанов, В.П. Лопатин. – Уфа, 2006. – 72 с.
6. *Меньшов Б.Г.* Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности: учебник для вузов / Б.Г. Меньшов, М.С. Ершов, А.Д. Яризов. – М.: Недра, 2000. – 487 с.: ил.
7. *Чукчеев О.А.* Методические вопросы расчета нагрузок и электропотребления в нефтегазодобыче: учеб. пособие / О.А. Чукчеев, Р.А. Кудряшов, В.В. Сушков, О.М. Кудряшов. – Тюмень: Тюм ГНГУ, 2004. – 76 с.
8. *Белоусенко И.В.* Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике нефтегазовой промышленности / И.В. Белоусенко, Г.Р. Шварц, С.К. Великий, М.С. Ершов, А.Д. Яризов. – М.: ООО «Недра-центр», 2007. – 478 с.
9. ГОСТ 13109–97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Дата введения 1999.01.01.
10. *Корякин-Черняк С.Л.* Справочник электрика для профи и не только... / С.Л. Корякин-Черняк, О.Н. Партала. – СПб.: Наука и техника, 2008. – 592 с.
11. *РТМ 36.18.32.40–92.* Указания по расчету электрических нагрузок. Руководящий технический материал, срок введения с 01 января 1993 г. Разработан ВНИПИ Тяжпромэлектропроект.

12. *Сопов В.И.* Системы электроснабжения электрического транспорта на постоянном токе: учебник /В.И. Сопов, Н.И. Щуров. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 728 с. (Серия «Учебники НГТУ»).

13. РД 153.34.020.527.98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклипаева. – М.: Изд-во НИЦ АНАС 2002. – 152 с.

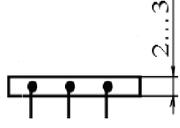
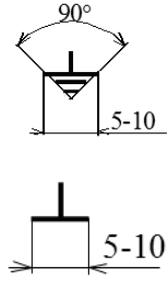
14. *Хавроничев С.В.* Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учеб. пособие / С.В. Хавроничев, И.Ю. Рыбкина. – Волгоград: ИУНАЛ Вопр. ГТУ, 2012. – 56 с.

15. Библия электрика. ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. – Новосибирск: Изд-во Сиб. университета, 2009. – 688 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

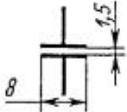
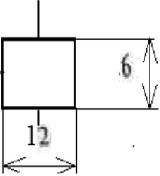
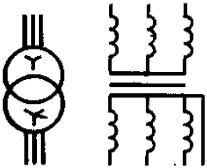
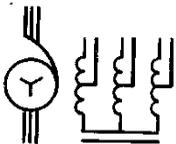
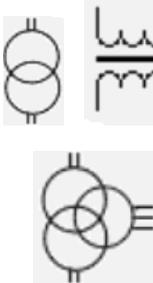
Приложение А

Электрические схемы систем электроснабжения Условные обозначения на электрических схемах

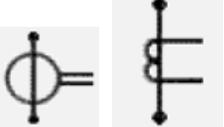
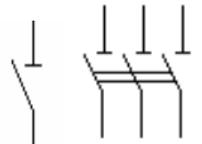
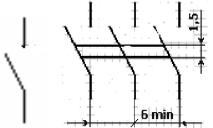
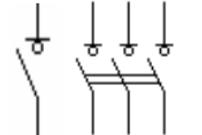
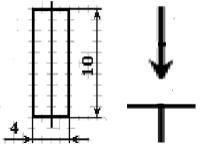
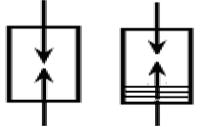
№ п/п	Наименование аппарата Гост 2.710–81	Обозначение буквенное	Графическое представление
1	Ток постоянный переменный		
2	Линия электрической связи или провод	<i>W</i>	
3	Ответвление от линии электрической связи		
4	Отводы (отпайки от шин)		
5	Главные шины Заземление Корпус машины (аппарата, прибора)	AM	

№ п/п	Наименование аппарата Гост 2.710–81	Обозначение буквенное	Графическое представление
6	<p>Машина электрическая:</p> <p>– общее обозначение (внутри окружности можно указать род тока, число фаз или схему соединения обмоток)</p> <p>– трехфазный генератор постоянного тока</p> <p>– двигатель с соединением обмоток в звезду</p>	<p>G</p> <p>GA</p> <p>M</p>	
7	<p>Резистор:</p> <p>– постоянный</p> <p>– переменный</p>	<p>RG</p> <p>R</p>	
8	<p>Реактор</p>	<p>LR</p>	
9	<p>Дроссель с ферромагнитным сердечником</p> <p>Катушка индуктивности (реактивное сопротивление)</p>	<p>L</p> <p>L</p>	

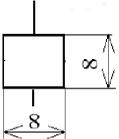
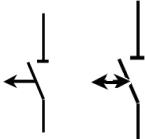
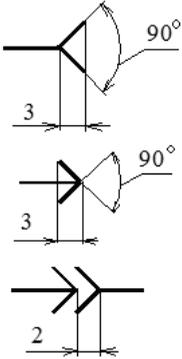
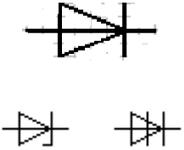
Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование аппарата Гост 2.710–81	Обозначение буквенное	Графическое представление
10	Конденсатор постоянной емкости	С	
11	Обмотка реле, контактора, магнитного пускателя	К КА-реле тока КV-напряжения КУ-указательное КМ-контактор пускатель	
12	Трансформатор	Т	
13	Автотрансформатор (соединение обмоток в звезду)	Т	
14	Трансформатор напряжения измерительный пятистержневой трехфазный	TV	

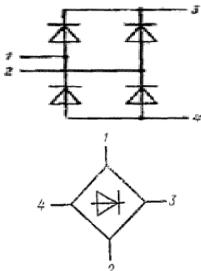
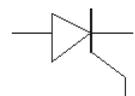
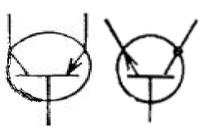
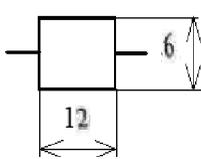
Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование аппарата Гост 2.710–81	Обозначение буквенное	Графическое представление
15	Трансформатор тока с одной вторичной обмоткой	TA	
16	Разъединитель: – однополюсный – трехполюсный	QS	
17	Выключатель однополюсный, трехполюсный	SA	
18	Выключатель-разъединитель (выключатель нагрузки)	QW	
19	Предохранитель: – плавкий – пробивной	FU F	
20	Разрядник: – трубчатый – вентильный	FV	
21	Выключатель кнопочный нажимной с замыкающим контактом	SB	

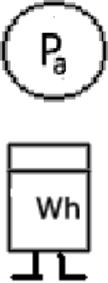
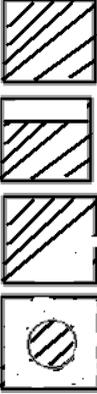
Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование аппарата Гост 2.710–81	Обозначение буквенное	Графическое представление
22	Выключатель мощности напряжением выше 1 кВ	QF	
23	Короткозамыкатель	QK	
24	Отделитель одностороннего и двустороннего действия	QR	
25	Контакт контактного соединения разъемного	XP XS	
26	Диод, стабилитрон односторонний; диодный тиристор (динистор)	VD	

Продолжение таблицы

№ п/п	Наименование аппарата Гост 2.710–81	Обозначение буквенное	Графическое представление
27	Однофазная мостовая выпрямительная схема	VS	
28	Тиристор триодный, управляемый по катоду	VS	
29	Транзистор типов PNP и NPN электрически соединенный с корпусом	VT	
30	Выключатель автоматический	QA	
31	Нагревательный элемент	ЕК	
32	Лампа осветительная	EL	

Окончание таблицы

№ п/п	Наименование аппарата Гост 2.710–81	Обозначение буквенное	Графическое представление
33	Приборы измерительные: – стрелочные – интегрирующие	РА-амперметр РВ-вольтметр РВ-ваттметр РІ-счетчик акт. РК-реактивный	
34	Подстанция. Общее обозначение: выпрямительная		 действующая ТП
35	Электростанция. Общее обозначение: – тепловая – гидравлическая – атомная		 ЭС ТЭС ГЭС АЭС
36	Кабельная ЛЭП		

Приложение Б

Пример расчета электрических нагрузок по методу упорядоченных диаграмм

Пусть задана группа ЭП (установок добычи нефти), состоящая из пяти центробежных электронасосов с показателями $N = 5$; $p_i = 45$ кВт; $k_{и} = 0,6$; $\eta_{н} = 0,85$; $l_{и} = 0,65$; $\cos \varphi_{н} = 0,8$; $\lg \varphi_{н} = 0,75$; семи станков-качалок с асинхронным приводом с показателями: $N = 7$; $p_i = 20$ кВт; $k_{и} = 0,7$; $\eta_{н} = 0,875$; $l_{и} = 0,75$; $\cos \varphi_{н} = 0,8$; трех станков-качалок с синхронным приводом: $N = 3$; $p_i = 30$ кВт; $k_{и} = 0,65$; $\eta_{н} = 0,9$; $\cos \varphi_{н} = 0,9$ (емк.), т. е. $\lg \varphi_{н} = -0,44$. Определить расчетную нагрузку по активной и реактивной мощности, а также расчетный ток в линии напряжением $U_1 = 6000$ В.

Расчет начинается с определения нагрузки по активной мощности. Коэффициент использования находят по формуле

$$K_{и} = \frac{5 \cdot 45 \cdot 0,6 + 7 \cdot 20 \cdot 0,7 + 3 \cdot 30 \cdot 0,65}{5 \cdot 45 + 7 \cdot 20 + 3 \cdot 30} = 0,64,$$

а эффективное число ЭП по активной мощности – по формуле

$$n_{скр} = \frac{(5 \cdot 45 + 7 \cdot 20 + 3 \cdot 30)^2}{5 \cdot 45^2 + 7 \cdot 20^2 + 3 \cdot 30^2} = 13,2 \text{ шт.},$$

округляют до целого $n_{скр} = 13$ шт.

По таблице (см. приложение В) находят коэффициент максимума при $K_{и} = 0,64$ и $n_{скр} = 13$. Коэффициент максимума $K_{max} = 1,25$. Средняя нагрузка по активной мощности

$$P_c = 0,64(5 \cdot 45 + 7 \cdot 20 + 3 \cdot 30) = 291,2 \text{ кВт}.$$

Расчетная нагрузка по активной мощности

$$P_{max} = 0,64 \cdot 1,25(5 \cdot 45 + 7 \cdot 20 + 3 \cdot 30) = 364 \text{ кВт}.$$

Аналогично определяем и нагрузки по реактивной мощности. Однако прежде чем проводить расчет, найдем номинальные реактивные мощности индивидуальных ЭП для первой группы (центробежные электронасосы) по формуле

$$q_1 = \frac{45 \cdot 0,75}{0,85} = 39,7 \text{ квар};$$

для второй группы (станки-качалки с асинхронными двигателями)

$$q_2 = \frac{20 \cdot 0,75}{0,875} = 17,1 \text{ квар};$$

для третьей группы (станки-качалки с синхронными двигателями)

$$q_3 = \frac{30 \cdot (-0,44)}{0,9} = -14,1 \text{ квар}.$$

Дальнейший расчет для группы приемников с отстающим током проводим по аналогии с расчетом нагрузок по активной мощности по формулам

$$L_{\text{и}} = \frac{5 \cdot 39,7 \cdot 0,65 + 7 \cdot 17,1 \cdot 0,75}{5 \cdot 39,7 + 7 \cdot 17,1} = 0,69;$$

$$n_{\text{СК}q} = 10 \text{ (без ЭП с опережающим током);}$$

$$L_{\text{м}} = 1,17.$$

$$Q_{\text{с}} = 0,69(5 \cdot 39,7 + 7 \cdot 17,1) = 219,6 \text{ квар}$$

(без ЭП с опережающим током);

$$Q_{\max} = 1,17 \cdot 0,69(5 \cdot 39,7 + 7 \cdot 17,1) = 256,9 \text{ квар}$$

(без ЭП с опережающим током).

Реактивная нагрузка ЭП с опережающим током считается постоянной во времени

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{с}} = Q_{\max} = 3(-14,7) = -44,1 \text{ квар}.$$

Общая реактивная нагрузка

$$Q_{\text{с}} = 219,6 - 44,1 = 175,5 \text{ квар};$$

$$Q_{\max} = 256,9 - 44,1 = 212,8 \text{ квар}.$$

Тогда нагрузки по примеру составляют

$$S_{\text{с}} = 291,2 + j175,5 = 340e^{j29^\circ} \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{\max} = 364 + j212,8 = 421,6e^{j28,3^\circ} \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Расчетный ток в линии, питающей данные электроустановки

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\max}}{U_1 \sqrt{3}} = \frac{421 \cdot 10^3}{6000 \cdot \sqrt{3}} = 40,6 \text{ А}.$$

Приложение В

Данные к расчету коэффициентов максимальной нагрузки по методу упорядоченных диаграмм

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_{\max} для питающих сетей напряжением до 1000 В

n_3	Коэффициент использования $K_{\text{и}}$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,11	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Окончание таблицы

n_3	Коэффициент использования K_{II}								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Приложение Г

Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

Элемент электроустановки	Исходные параметры	Именованные единицы, Ом	Относительные единицы (базисные)
Генератор	X_{*d}'' , $S_{\text{НОМ Г}}$ $X_d''\%$, $S_{\text{НОМ Г}}$	$X = X_{*d}'' \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ Г}}}$ $X = \frac{X_d''\%}{100} \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ Г}}}$	$X_{*6} = X_{*d}'' \frac{S_6}{S_{\text{НОМ Г}}}$ $X_{*6} = \frac{X_d''\%}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ Г}}}$
Система	X_{*c} , $S_{\text{НОМ с}}$ $S_{\text{НОМ с}}$, $I_{\text{НОМ ОТК}}$	$X = X_{*c} \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ с}}}$ $X = \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ с}}} =$ $= \frac{U_6^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ ОТК}} U_{\text{ср}}}$	$X_{*6} = X_{*c} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ с}}}$ $X_{*6} = \frac{S_6}{S_{\text{НОМ с}}} =$ $= \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ ОТК}} U_{\text{ср}}}$
Трансформатор двухобмоточный	$X\%$, $S_{\text{НОМ Т}}$	$X = \frac{x_T\%}{100} \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ Т}}}$	$X_{*6} = \frac{x_T\%}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ Т}}}$
Трансформатор двухобмоточный с расщепленной обмоткой	$X\%$, $S_{\text{НОМ Т}}$	$X = \frac{(0,125 + 1,75)x_T\%}{100} \times$ $\times \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ Т}}}$	$X_{*6} = \frac{(0,125 + 1,75)x_T\%}{100} \times$ $\times \frac{S_6}{S_{\text{НОМ Т}}}$
Реактор	$X_p\%$, $I_{\text{НОМ р}}$	$X = \frac{X_p\%}{100} \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ р}}}$	$X_{*6} = \frac{X_p\%}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ р}}}$
Линия электропередачи	$X_{\text{уд}}$, l	$X = X_{\text{уд}} l \frac{U_6^2}{U_{\text{ср}}^2}$	$X_{*6} = X_{\text{уд}} l \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}$

Примечание:

$S_{\text{НОМ Г}}$, $S_{\text{НОМ Т}}$, $S_{\text{НОМ с}}$ – номинальные мощности генератора, трансформатора, системы соответственно, МВ · А ;

S_6 – базисная мощность, МВ · А ;

$S_{\text{ном с}}$ – мощность короткого замыкания системы, МВ · А ;

$I_{\text{ном отк}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА;

$X_{*ср}$ – относительное сопротивление трансформатора, определяемое через U_k , %;

I_6 – базисный ток, кА;

$U_{ср}$ – среднее напряжение, кВ;

$X_{уд}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

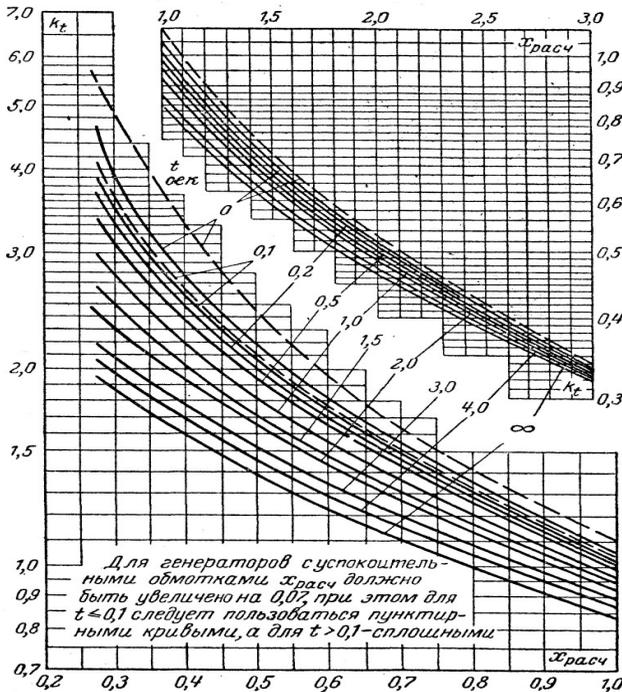
l – длина линии, км;

$X_{*с}$ – относительное номинальное сопротивление системы;

X_T – индуктивное сопротивление трансформатора, равное U_k , %.

Приложение Д

Расчетные кривые для турбогенераторов без АРВ



Приложение Е

Примеры расчетов токов короткого замыкания

Пример 1. Определить токи трехфазного КЗ на шинах 10,5 кВ п/ст А, шинах 10,5 и 0,4 кВ п/ст А и Б (рис. Е1, а).

Выбираем за базисную ступень напряжение $U_6 = 10,5$ кВ.

Находим сопротивления элементов расчетной схемы.

Электрическая система.

$$x_1 = \frac{10,5^2}{450} = 0,245 \text{ Ом.}$$

Трансформатор 7500 кВА п/ст А.

$$x_2 = x_3 = 0,075 \frac{10,5^2}{7,5} = 1,1 \text{ Ом.}$$

Трансформатор 750 кВА п/ст Б

$$x_6 = 0,055 \frac{10,5^2}{0,75} = 8,1 \text{ Ом.}$$

ЛЭП 10 кВ (с алюминиевыми проводами). Исходя из условия, что сопротивления линий равны:

$$x_4 = 0,08 \cdot 0,5 = 0,04 \text{ Ом;}$$

$$r_4 = 0,45 \cdot 0,5 = 0,225 \text{ Ом;}$$

$$x_5 = 0,4 \cdot 2,8 = 1,12 \text{ Ом;}$$

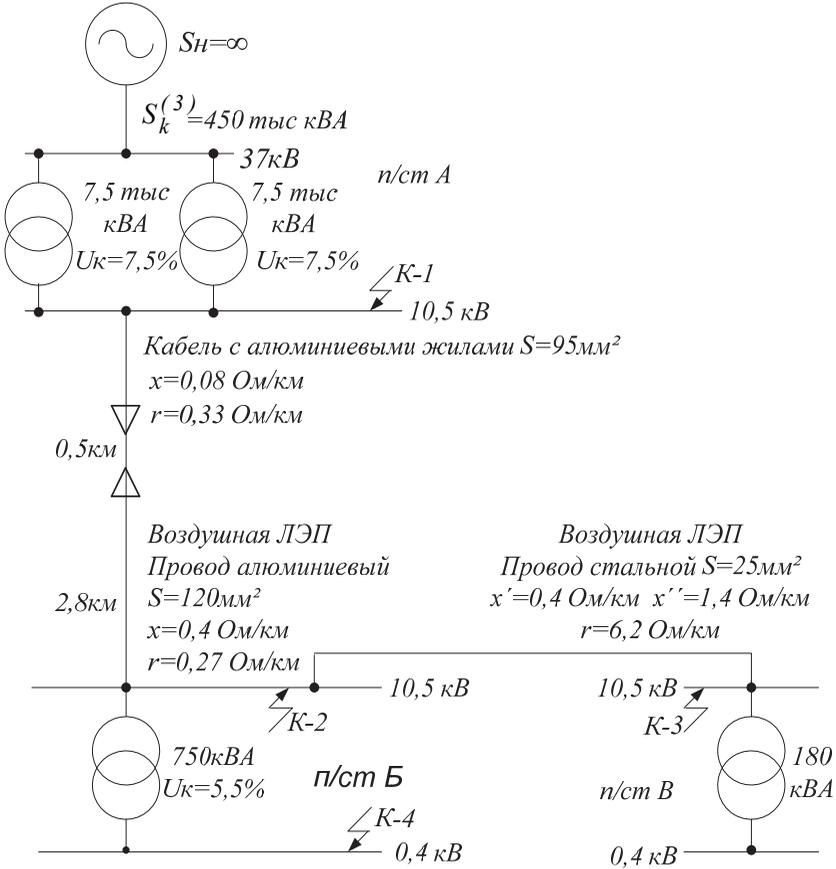
$$r_5 = 0,33 \cdot 2,8 = 0,925 \text{ Ом.}$$

ЛЭП 10 кВ (со стальными проводами). Внутреннее индуктивное сопротивление на 1 км длины равно $x'' = 1,4$ Ом/км, активное $r = 6,2$ Ом/км, отсюда

$$x_7 = (0,4 + 1,4) \cdot 1,5 = 2,7 \text{ Ом;}$$

$$r_7 = 6,2 \cdot 1,5 = 9,3 \text{ Ом.}$$

Определяем токи трехфазного КЗ



a

Рис. Е1. Схемы к примеру 1:

a – расчетная схема сети; б – в именованных единицах; в – в относительных единицах

(см. также с. 162)

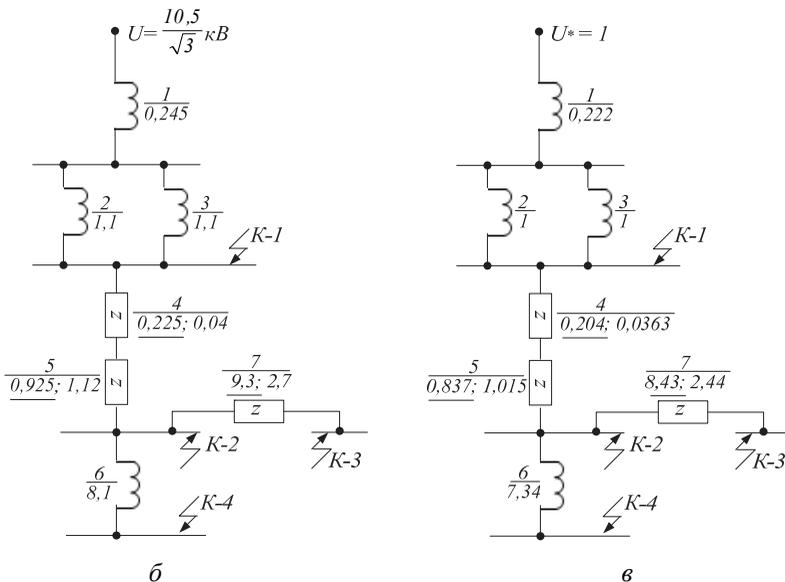


Рис. Е1. Окончание

Короткое замыкание в точке К-1. Результирующее сопротивление цепи КЗ

$$x_{\Sigma} = 0,245 + \frac{1,1}{2} = 0,795 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ в точке К-1

$$I_{10,5}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 0,795} = 7620 \text{ А.}$$

Ударный ток КЗ

$$i_y^{(3)} = 2,55 \cdot 7,62 = 19,4 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание в точке К-2. Результирующее индуктивное сопротивление цепи КЗ

$$x_{\Sigma} = 0,245 + \frac{1,1}{2} + 0,04 + 1,12 = 1,955 \text{ Ом.}$$

Результирующее активное сопротивление цепи КЗ

$$r_{\Sigma} = 0,225 + 0,925 = 1,15 \text{ Ом.}$$

При КЗ в точке К-2 $r_{\Sigma} > \frac{1}{3}x_{\Sigma}$, поэтому необходимо учитывать активное сопротивление цепи.

Полное результирующее сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{1,15^2 + 1,955^2} = 2,27 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ в точке К-2

$$I_{10,5}^{(3)} = \frac{10\,500}{\sqrt{3} \cdot 2,27} = 2670 \text{ А.}$$

Ударный ток КЗ

$$i_y^{(3)} = 2,55 \cdot 2,67 = 6,8 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание в точке К-3. Аналогично расчетам для точки К-2 производим учет активного сопротивления.

Результирующее индуктивное сопротивление цепи КЗ с учетом сопротивления до точки К-2

$$x_{\Sigma} = 1,955 + 2,7 \approx 4,66 \text{ Ом.}$$

Результирующее активное сопротивление цепи КЗ с учетом сопротивления до точки К-2

$$r_{\Sigma} = 1,15 + 9,3 = 10,45 \text{ Ом.}$$

Полное результирующее сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{10,45^2 + 4,66^2} = 11,45 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ в точке К-3

$$I_{10,5}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 11,45} = 529 \text{ А.}$$

Короткое замыкание в точке К-4. Результирующее индуктивное сопротивление цепи КЗ, исходя их сопротивления до точки КЗ К-2:

$$x_{\Sigma} = 1,955 + 8,1 \approx 10,05 \text{ Ом.}$$

Результирующее активное сопротивление $r_{\Sigma} = 1,15 \text{ Ом}$. Величина активного сопротивления такова $r_{\Sigma} < \frac{1}{3}x_{\Sigma}$, что учет его необязателен.

Ток КЗ в точке К-4, приведенный к стороне высшего напряжения 10,5 кВ трансформатора п/ст Б,

$$I_{10,5}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 10,05} = 603 \text{ А.}$$

Пример 2. Определить токи и мощности трехфазного КЗ на шинах 37 и 6,3 кВ п/ст А, шинах 6,3 кВ п/ст Б и шинах 6,3 и 0,4 кВ п/ст В, а также ударный ток КЗ на шинах 37 и 6,3 кВ п/ст А (рис. Е2, а).

За расчетную ступень напряжения принимаем $U_6 = 115 \text{ кВ}$.

Находим сопротивления элементов расчетной схемы, приведенные к напряжению $U_6 = 115 \text{ кВ}$.

Электрическая система:

$$x_1 = \frac{115^2}{2000} = 6,61 \text{ Ом.}$$

ЛЭП 110 кВ.

$$x_2 = 0,4 \cdot 12 = 4,8 \text{ Ом.}$$

ЛЭП 37 кВ.

$$x_3 = 0,4 \cdot 10 \left(\frac{115}{37} \right)^2 = 38,7 \text{ Ом.}$$

ЛЭП 6 кВ.

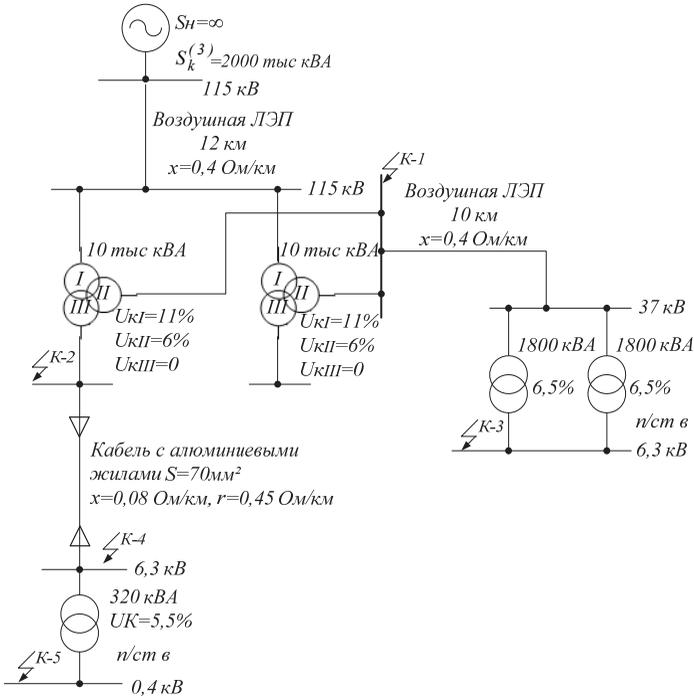
$$x_8 = 0,08 \cdot 2 \left(\frac{115}{6,3} \right)^2 = 53,2 \text{ Ом;}$$

$$r_8 = 0,45 \cdot 2 \left(\frac{115}{6,3} \right)^2 = 300 \text{ Ом.}$$

Учет активного сопротивления производим для трехобмоточного трансформатора п/ст А.

$$x_{3I} = x_{4I} = 0,11 \cdot \frac{115^2}{10} = 145,5 \text{ Ом;}$$

$$x_{3II} = x_{4II} = 0,06 \cdot \frac{115^2}{10} = 79,3 \text{ Ом.}$$



а

Рис. Е2. Схемы к примеру 2:

а – расчетная схема сети; схемы замещения; б – в именованных единицах; в – в относительных единицах (см. также с. 166)

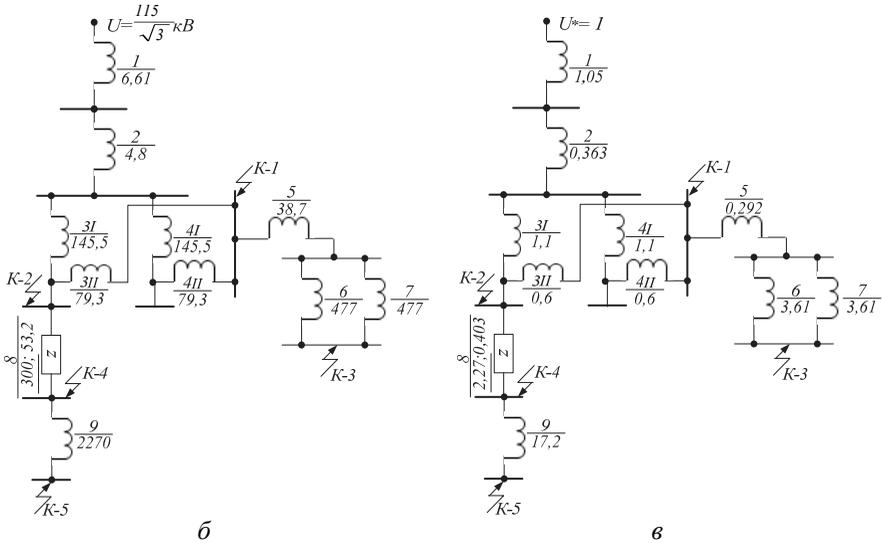


Рис. Е2. Окончание

Двухобмоточный трансформатор п/ст Б.

$$x_6 = x_7 = 0,065 \frac{115^2}{1,8} = 477 \text{ Ом.}$$

Двухобмоточный трансформатор п/ст В

$$x_9 = 0,055 \frac{115^2}{0,32} = 2270 \text{ Ом.}$$

Короткое замыкание в точке К-1. Суммарное сопротивление трехобмоточных трансформаторов

$$x_{3,4} = \frac{145,5 + 79,3}{2} \approx 112,4 \text{ Ом.}$$

Результирующее сопротивление цепи КЗ

$$x_{\Sigma} = 6,61 + 4,8 + 112,4 \approx 123,8 \text{ Ом.}$$

Поскольку расчет ведется по напряжению $U_6 = 115$ кВ, ток КЗ, определенный по результирующему сопротивлению, также получается отнесенным к этому напряжению.

Ток КЗ в точке К-1:

$$I_{115}^{(3)} = \frac{115\,000}{\sqrt{3} \cdot 123,8} = 537 \text{ А.}$$

Для вычисления действительной величины тока КЗ на данной ступени полученный ток нужно привести к напряжению 37 кВ.

$$I_{37}^{(3)} = 537 \frac{115}{37} = 1670 \text{ А.}$$

Мощность КЗ в точке К-1.

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1670 = 107 \text{ тыс. кВ} \cdot \text{А.}$$

Ударный ток в точке К-1

$$i_y^{(3)} = 2,55 \cdot 1,67 = 4,26 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание в точке К-2. Суммарное сопротивление трехобмоточных трансформаторов

$$x_{3,4} = 145,5 / (145,5 + 2 \cdot 79,3) \approx 98,5 \text{ Ом.}$$

Результирующее сопротивление цепи КЗ

$$x_{\Sigma} = 6,61 + 4,8 + 98,5 \approx 109,9 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ в точке К-2

$$I_{115}^{(3)} = \frac{115\,000}{\sqrt{3} \cdot 109,9} = 605 \text{ А.}$$

Ток КЗ в точке К-2, приведенный к напряжению данной ступени 6,3 кВ,

$$I_{6,3}^{(3)} = 605 \frac{115}{6,3} = 11\,000 \text{ А.}$$

Мощность КЗ в точке К-2

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 11000 = 120 \text{ тыс. кВ} \cdot \text{А.}$$

Ударный ток в точке К-2

$$i_y^{(3)} = 2,55 \cdot 11 = 28 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание в точке К-3. Для определения результирующего сопротивления используется подсчитанное выше сопротивление цепи КЗ до точки К-1 $x = 123,8$ Ом. Учитывая это, результирующее сопротивление цепи КЗ равно

$$x_{\Sigma} = 123,8 + 38,7 + \frac{477}{2} = 401 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ в точке К-3

$$I_{115}^{(3)} = 605 \frac{115\,000}{\sqrt{3} \cdot 401} = 165 \text{ А.}$$

Ток КЗ в точке К-3, приведенный к напряжению данной ступени 6,3 кВ,

$$I_{6,3}^{(3)} = 165 \frac{115}{6,3} = 3020 \text{ А.}$$

Мощность КЗ в точке К-3

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 3020 = 32 \text{ тыс. кВ} \cdot \text{А.}$$

Короткое замыкание в точке К-4. Результирующее индуктивное сопротивление цепи КЗ с использованием сопротивления цепи КЗ с использованием сопротивления цепи до точки К-2:

$$x_{\Sigma} = 109,9 + 53,2 \approx 163 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление цепи КЗ $r_{\Sigma} = 300$ Ом.

При расчете тока КЗ в точке К-4 необходим учет активного сопротивления, поскольку $r_{\Sigma} > \frac{1}{3} x_{\Sigma}$.

Полное результирующее сопротивление цепи КЗ

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{300^2 + 163^2} = 342 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ в точке К-4

$$I_{115}^{(3)} = 605 \frac{115\,000}{\sqrt{3} \cdot 342} = 194,5 \text{ А.}$$

Ток КЗ в точке К-4, приведенный к напряжению данной ступени 6,3 кВ:

$$I_{6,3}^{(3)} = 194,5 \frac{115}{6,3} = 3550 \text{ А.}$$

Мощность КЗ в точке К-4

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 3550 = 38,6 \text{ тыс. кВ} \cdot \text{А.}$$

Короткое замыкание в точке К-5. Учитывать активное сопротивление линии 6 кВ в точке К-5 не требуется.

Результирующее сопротивление цепи КЗ с учетом сопротивления для точки К-4:

$$x_{\Sigma} = 163 + 2270 = 2433 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ в точке К-5

$$I_{115}^{(3)} = 605 \frac{115\,000}{\sqrt{3} \cdot 2433} = 27,3 \text{ А.}$$

Ток КЗ в точке К-5, приведенный к первичному напряжению 6,3 кВ трансформатора п/ст В:

$$I_{6,3}^{(3)} = 27,3 \frac{115}{6,3} = 498 \text{ А.}$$

Мощность КЗ в точке К-5

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 498 = 5,43 \text{ тыс. кВ} \cdot \text{А.}$$

**Сопов Валентин Иванович
Щуров Николай Иванович**

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ И ПРОИЗВОДСТВ
ПРАКТИКУМ**

Учебное пособие

Редактор *Л.Н. Ветчакова*
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*
Компьютерная верстка *С.И. Ткачева*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Подписано в печать 30.03.2017. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 50 экз.
Уч.-изд. л. 9,76. Печ. л. 10,5. Изд. № 305/16. Заказ № 529. Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20