

Федеральное агентство по образованию
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГОУВПО «АмГУ»

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой Энергетики

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2007г.

СОВРЕМЕННЫЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ
УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

для специальностей:

140204 - «Электрические станции»

140205 – "Электроэнергетические системы и сети"

140211 – "Электроснабжение "

140203 – "Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем"

Составитель: *Воропай Н.И., член-корреспондент РАН, профессор, д. т. н.*

Благовещенск 2007 г.

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного
университета

Воропай Н.И

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Современные электроэнергетические системы» для студентов очной формы обучения для специальностей: 140204 – "Электрические станции", 140205 – "Электроэнергетические системы и сети", 140211 – "Электроснабжение ", 140203 – "Релейная защита и автоматизация энергетических систем". - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007г.

Учебно-методический комплекс ориентирован на оказание помощи профессорско-преподавательскому составу и студентам очной, заочной и сокращенной заочной форм обучения по дисциплине «Современные электроэнергетические системы» специальностей 140204 – «Электрические станции»; 140205 – «Электроэнергетические системы и сети»; 140203 – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»; 140211 – «Электроснабжение» в формировании специальных знаний в области проектирования электроэнергетических систем, расчета и анализа установившихся режимов сложных электроэнергетических систем, регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, методов снижения потерь мощности и энергии в распределительных и питающих сетях.

© Амурский государственный университет, 2007

Содержание

Содержание.....	3
1. Рабочая программа дисциплины	4
1.1. Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе.....	5
1.1.1. Цель преподавания дисциплины	5
1.1.2. Задачи изучения дисциплины	5
1.1.3.Перечень дисциплин, освоение которых необходимо при изучении данной дисциплины	6
1.2. Содержание дисциплины	6
1.2.1. Наименование тем, их содержание и объем в часах.....	6
1.2.2. Самостоятельная работа студентов.....	8
1.2.3. Перечень и темы промежуточных форм контроля знаний	8
1.2.4. Вопросы к зачету.....	8
1.3. Учебно-методические материалы по дисциплине.....	10
1.3.1. Литература	10
1.3.2. Программы для ПЭВМ	10
1.3.3. Периодические издания (профессиональные журналы).....	11
1.3.4. Информационное обеспечение дисциплины.....	11
1.3.5. Перечень наглядных и других пособий.	11
1.4. Учебно-методическая карта дисциплины.....	12
2. Краткий конспект лекций.....	14
3 Самостоятельная работа студентов.....	52
3.1. График самостоятельной работы студентов	52
3.2. Методические указания по выполнению контрольных работ.....	54
4. Перечень программных продуктов, используемых студентами при изучении данной дисциплины	65
5. Методические указания по применению современных информационных технологий	65
6. Контроль качества образования	68
6.1. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов.	68
6.2. Фонды тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний	71
6.3. Экзаменационный контроль.	73
7. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава.....	74
8. Список использованных источников	74

1. Рабочая программа дисциплины

Федеральное агентство по образованию РФ
Амурский государственный университет

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по УНР

Е.С. Астапова

личная подпись, И.О.Ф

"__" _____ 200__ г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

По дисциплине *«Современные электроэнергетические системы»*
Для специальности: 100100 - «Электрические станции»;
100200 - «Электроэнергетические системы и сети»;
100400 - «Электроснабжение (по отраслям)»;
210400 - «Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем»

Очная форма обучения

Курс - <i>пятый</i>	семестр - <i>9</i>
Лекции - <i>28 часов</i>	Экзамен
Практические занятия	Зачет - <i>9 семестр</i>
Самостоятельная работа - <i>28 часов</i>	
Всего часов – <i>56</i>	

Рабочая программа составлена на основании *Государственного образовательного стандарта ВПО по направлению подготовки дипломированного специалиста 650900 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА и типовых программ по специальностям 140204, 140205, 140203.*

Составитель; *Воропай Н.И., член-корреспондент РАН, профессор, д. т. н.*
Факультет *Энергетический*
Кафедра *Энергетики*

2007г.

1.1. Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе

Государственный образовательный стандарт подготовки дипломированного специалиста по направлению «Электроэнергетика» включает изучение дисциплины «Современные электроэнергетические системы» в разделе ОПД.Ф.08 «Электроэнергетика». Данная дисциплина является базовой при подготовке инженеров-электроэнергетиков.

1.1.1. Цель преподавания дисциплины

Предметом изучения дисциплины «Современные электроэнергетические системы» является электроэнергетическая система.

Целью изучения дисциплины является формирование у будущего инженера-электроэнергетика системного понимания объекта его интересов - современных электроэнергетических систем (ЭЭС): их структуры, свойств, особенностей поведения.

Основой для изучения дисциплины являются курсы: «Высшая математика», «Физика», «ТОЭ» и она тесно связана с дисциплинами: «Математические задачи электроэнергетики», «Переходные процессы в электроэнергетических системах», «Управление переходными режимами электроэнергетических систем» «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения», «Эксплуатация электроэнергетических систем» и т.д., т.е. практически всех специальных дисциплин Федерального компонента стандарта.

1.1.2. Задачи изучения дисциплины

Задачами изучения дисциплины являются:

- уяснение основных системных свойств ЭЭС с иллюстрацией их проявлений в виде реальных состояний и процессов;
- изучение возможностей целенаправленного использования системных свойств ЭЭС для повышения эффективности их моделирования, исследования и управления ими;
- иллюстрация указанных возможностей на примерах конкретных задач развития и функционирования ЭЭС.

В результате изучения дисциплины в соответствии с квалификационной характеристикой выпускников, студенты должны знать:

- общие сведения об электроэнергетических системах;
- основные понятия и определения, связанные с системными представлениями об ЭЭС;
- реальные проявления системных свойств ЭЭС;
- методы расчета установившихся режимов;
- основы проектирования электрических сетей;

- балансы активной мощности и ее связь с частотой, реактивной мощности и ее связь с напряжением;
 - подходы и методы учета системных свойств ЭЭС при их моделировании, исследовании и управлениями ими.
- уметь:
- классифицировать электрические сети;
 - различать состояния и процессы в современных сложных ЭЭС, в которых проявляются системные свойства ЭЭС;
 - использовать полученные системные представления при решении конкретных задач развития и функционирования ЭЭС;
 - рассчитывать нормальные и послеаварийные режимы сетей различной конфигурации нескольких уровней номинального напряжения;
 - проектировать районную электрическую сеть;
 - составлять и поддерживать балансы активной и реактивной мощностей.

1.1.3. Перечень дисциплин, освоение которых необходимо при изучении данной дисциплины

Высшая математика: решение систем алгебраических уравнений, графы, функции комплексного переменного, вероятность и статистика.

Физика: электричество и магнетизм.

Теоретические основы электротехники: законы электрических цепей, трехфазные цепи, поверхностный эффект и эффект близости.

1.2. Содержание дисциплины

1.2.1. Наименование тем, их содержание и объем в часах.

Тема 1. (4 час.)

Сложная ЭЭС как объект исследования.

История и закономерности развития ЭЭС. Основные существующие и перспективные энергообъединения. Специфические явления и процессы в сложных ЭЭС (системные аварии, слабодемпфированные низкочастотные колебания, резонансы на высших гармониках и др.), их реальные примеры.

Новые тенденции в развитии генерирующих источников и электрических сетей (распределенная генерация, ветровые электростанции, накопители энергии, FACTS и т.д.).

Спектр процессов в ЭЭС.

Свойства сложных ЭЭС (сложность и неоднородность структуры, многомерность, множественность возмущений и т.д.).

Тема 2.

Организация ЭЭС (4 час.)

Индустриальная модель организации ЭЭС. Основные принципы и этапы либерализации в ЭЭС. Различные формы организации конкуренции в ЭЭС. Опыт либерализации ЭЭС в различных странах мира. Особенности и проблемы либерализации электроэнергетики и ЕЭЭС России. Глобальные тенденции в развитии ЭЭС.

Тема 3.

Технические системные проблемы ЭЭС. (4 час.)

Системные условия и ограничения в работе ЭЭС, их особенности при реализации различных форм организации ЭЭС.

Высшие гармоники в ЭЭС. Явления и процессы, связанные с высшими гармониками в основной сети ЭЭС, имеющие системное значение. Выявление и компенсация высших гармоник в основных сетях ЭЭС.

Непрерывность электроснабжения потребителей. Явления и процессы системного характера, ухудшающие непрерывность электроснабжения потребителей.

Неблагоприятные проявления энергетических процессов и электрической энергии и безопасность ЭЭС. Влияние ЭЭС на окружающую среду.

Тема 4.

Особенности математических моделей сложных ЭЭС. (2 час.)

Множественность математических моделей основных элементов сложных ЭЭС в установившихся и переходных режимах в зависимости от конкретных условий и решаемых задач. Примеры различных математических описаний синхронных машин, комплексной нагрузки, электрической сети ЭЭС в зависимости от их размещения в системе, реакции на возмущения и других системных факторов.

Тема 5.

Расчетные условия для анализа режимов ЭЭС. (2 час.) Характеристики исходных условий в части множества схем, режимов и возмущений для анализа сложных ЭЭС, управления их функционированием и развитием. Структурный анализ, особенности и примеры его применения для классификации и анализа исходных условий. Выбор расчетных условий для исследований ЭЭС в установившихся и переходных режимах. Нормативные требования к расчетным условиям в ЭЭС.

Тема 6.

Упрощение математических моделей сложных ЭЭС. (2 час.) Принципы и критерии упрощения математических моделей сложных ЭЭС для исследования установившихся и переходных режимов. Преобразование схем ЭЭС. Упрощение математического описания элементов и ЭЭС в целом. Эквивалентирование сложных ЭЭС в установившихся и переходных режимах.

Тема 7. Особенности методов анализа установившихся и переходных режимов сложных ЭЭС. (4 час.)

Возможности и направления использования системных свойств сложных ЭЭС для повышения эффективности методов анализа их установившихся и переходных режимов. Примеры реализации эффективных методов анализа установившихся и переходных режимов сложных ЭЭС с учетом их системных свойств.

Тема 8. Живучесть как системное свойство ЭЭС. (4 час.)

Понятие живучести ЭЭС. Каскадные системные аварии как проявления свойства живучести ЭЭС. Особенности моделирования развития аварийных процессов в сложной ЭЭС. Роль системы противоаварийного управления в предотвращении развития каскадных системных аварий в сложных ЭЭС. Восстановление сложных ЭЭС после крупных системных аварий. Советчики и тренажеры диспетчера по предотвращению развития и ликвидации крупных системных аварий в сложных ЭЭС.

Тема 9. Особенности планирования развития сложных ЭЭС. (2 час.)

Иерархия задач планирования развития централизованно управляемой ЕЭС СССР. Специфика задач развития ЭЭС в условия либерализации. Подходы к обоснованию решений по развитию ЭЭС в условиях либерализации. Формализованная методология планирования развития сложных ЭЭС.

1.2.2. Самостоятельная работа студентов.

Самостоятельная работа предусматривает изучение лекционного материала, а также работу в библиотеке с рекомендуемой литературой.

1.2.3. Перечень и темы промежуточных форм контроля знаний

К промежуточным формам контроля знаний относятся:

- блиц-опрос на лекциях по пройденному материалу;
- аудиторные контрольные работы.

1.2.4. Вопросы к зачету.

1. Основные определения: система элемент, подсистема, связь, состояние, функционирование и развитие.
2. Цели и функции системы.
3. Свойства современных электроэнергетических систем, реальное состояние и процессы.
4. Структура. Связность. Сложность систем.
5. Поведение, нелинейность, устойчивость системы.
6. История и закономерности развития ЭЭС.
7. Основные существующие и перспективные энергообъединения.

8. Специфические явления и процессы в сложных ЭЭС, их реальные примеры.
9. Спектр процессов в ЭЭС.
10. Свойства сложных ЭЭС (сложность и неоднородность структуры, многомерность, множественность возмущений и т.д.).
11. Индустриальная модель организации ЭЭС.
12. Различные формы организации конкуренции в ЭЭС. Опыт либерализации ЭЭС в различных странах мира,
13. Глобальные тенденции в развитии ЭЭС.
14. Системные условия и ограничения в работе ЭЭС, их особенности при реализации различных форм организации ЭЭС.
15. Высшие гармоники в ЭЭС. Явления и процессы, связанные с высшими гармониками в основной сети ЭЭС.
16. Выявление и компенсация высших гармоник в основных сетях ЭЭС.
17. Непрерывность электроснабжения потребителей. Явления и процессы системного характера, ухудшающие непрерывность электроснабжения потребителей.
18. Неблагоприятные проявления энергетических процессов и электрической энергии и безопасность ЭЭС.
19. Множественность математических моделей основных элементов сложных ЭЭС в установившихся и переходных режимах в зависимости от конкретных условий и решаемых задач.
20. Математическая модель как описание системы.
21. Основные принципы формирования моделей.
22. Линейные системы. Метод Гаусса.
23. Нелинейные системы. Метод касательных (метод Ньютона).
24. Структурный анализ, особенности и примеры его применения для классификации и анализа исходных условий.
25. Выбор расчетных условий для исследований ЭЭС в установившихся и переходных режимах. Нормативные требования к расчетным условиям в ЭЭС.
26. Принципы и критерии упрощения математических моделей сложных ЭЭС для исследования установившихся и переходных режимов.
27. Преобразование схем ЭЭС
28. Упрощение математического описания элементов и ЭЭС в целом.
29. Эквивалентирование сложных ЭЭС в установившихся и переходных режимах.
30. Особенности методов анализа установившихся и переходных режимов сложных ЭЭС.
31. Понятие живучести ЭЭС.
32. Каскадные системные аварии как проявления свойства живучести ЭЭС.
33. Особенности моделирования развития аварийных процессов в сложной ЭЭС.
34. Роль системы противоаварийного управления в предотвращении развития каскадных системных аварий в сложных ЭЭС.

1.3. Учебно-методические материалы по дисциплине

1.3.1. Литература

Основная литература

1. Воропай Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: Учебное пособие. - Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 2000.- 273 с.
2. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для энергетических спец. вузов / Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. - М.: Высшая школа, 1998. - 511 с.
3. Пелисье Р. Энергетические системы. - М.: Высшая школа, 1982, - 335 с.
4. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / В.В. Ершов и др. ред. В.А. Строева./ - М.: Высшая школа, 1999. - 35 с.

Дополнительная литература

5. Перегудов Ф.И., Тарасенко Ф.П. Введение в системный анализ: Учебное пособие для вузов. - М.: Высшая школа, 1989. - 367 с.
6. Денисов А.А., Колесников Д.Н. Теория больших систем управления: Учебное пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 367 с.
7. Теоретические основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев, Н.И. Воропай и др. - Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1997. - 336 с.
8. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование. - Минск; Выш. шк, 1988. - 308 с.
9. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях/ Под ред. В.А. Веникова. - М.: Энергоатомиздат, 1983.

1.3.2. Программы для ПЭВМ

1. Программно-вычислительный комплекс для расчета установившихся режимов электроэнергетических систем.
2. Программно-вычислительный комплекс для расчета электромеханических переходных процессов в электроэнергетических системах.
3. Программно-вычислительный комплекс для расчета режимов высших гармоник в сетях ЭЭС.
4. Пакет автоматизации математических расчетов MathCAD
5. Графический редактор «VISIO».

1.3.3. Периодические издания (профессиональные журналы)

1. Энергетик
2. Промышленная энергетика.
3. Электрика
4. Вестник МЭИ
5. Известия вузов «Энергетика»
6. Новости электротехники
7. Электричество
8. Электрические станции
9. Известия РАН
10. Энергетика

1.3.4. Информационное обеспечение дисциплины

1. Центральное Диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС России
<http://www.cdu.elektra.ru/>
2. Служба РЗ и А ЦДУ ЕЭС России <http://www.cdu.elektra.ru/rza/>
3. Объединённое Диспетчерское Управление энергосистемами Востока (ОДУ Востока) <http://www.oduv.ru/>
4. ОАО "АМУРЭНЕРГО" <http://www.ae.amur.ru/>
5. ОАО "ДАЛЬЭНЕРГО" <http://www.dalenergo.org/>
6. ОАО "ЗЕЙСКАЯ ГЭС" <http://www.rao-ees.ru/zges/>
7. ФОРЭМ <http://www.cdrforem.ru/>

1.3.5. Перечень наглядных и других пособий.

1. Слайды к медиапроектору
2. Электрические схемы энергосистем, ОЭС Востока.
3. Тренажер электроэнергетической системы.

1.4. Учебно-методическая карта дисциплины

№ недели	№ темы	Наименование вопросов изучаемых на лекции	Занятия (номера) Практич. (семина.)	Используемые наглядные и методические пособия	Самостоятельная работа студентов		Формы контроля
					Содержание	Час	
1	2	3	4	5	6	7	8
	1	Содержание вопросов изучаемых на лекции приведены в подразделе 1.2.		Схема Амурской энергосистемы. Однолинейные схемы эл. сетей и подстанций	Индустриальная модель организации ЭЭС. Основные принципы и этапы либерализации в ЭЭС. Различные формы организации конкуренции в ЭЭС. Опыт либерализации ЭЭС в различных странах мира. Особенности и проблемы либерализации электроэнергетики и ЕЭЭС России. Глобальные тенденции в развитии ЭЭС.	4	Блиц-опрос на лекции
	2			Макеты опор ВЛ. Лазерные пленки для проектоскопа	Системные условия и ограничения в работе ЭЭС, их особенности при реализации различных форм организации ЭЭС. Высшие гармоники в ЭЭС. Непрерывность электроснабжения потребителей. Явления и процессы системного характера, ухудшающие непрерывность электроснабжения потребителей. Влияние ЭЭС на окружающую среду.	4	Блиц-опрос на лекции
	3			Воропай Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: Учебное пособие.	Примеры различных математических описаний синхронных машин, комплексной нагрузки, электрической сети ЭЭС в зависимости от их размещения в системе, реакции на возмущения и других системных факторов.	4	Блиц-опрос на лекции
	4			Воропай Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: Учебное пособие.	Изучение и анализ характерных графиков эл. нагрузок (ГЭН) различных потребителей. Расчет и анализ характеристик ГЭН на ПЭВМ. Способы задания генераторов при расчете эл. сетей. Выбор способа задания на эл. нагрузки для различных классов сетей по напряжению и функциональному признаку	2	Блиц-опрос на лекции

1	2	3	4	5	6	7	8
	5			Воропай Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: Учебное пособие.	Характеристики исходных условий в части множества схем, режимов и возмущений для анализа сложных ЭЭС. Структурный анализ, особенности и примеры его применения для классификации и анализа исходных условий. Выбор расчетных условий для исследований ЭЭС в установившихся и переходных режимах. Нормативные требования к расчетным условиям в ЭЭС.	2	Блиц-опрос на лекции Тестирование
	6			Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / В.В. Ершов и др. ред. В.А. Строева.	Принципы и критерии упрощения математических моделей сложных ЭЭС для исследования установившихся и переходных режимов. Преобразование схем ЭЭС. Упрощение математического описания элементов и ЭЭС в целом. Эквивалентирование сложных ЭЭС в установившихся и переходных режимах.	2	Защиты индивидуальных заданий Блиц-опрос на лекциях
	7			Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / В.В. Ершов и др. ред. В.А. Строева.	Возможности и направления использования системных свойств сложных ЭЭС для повышения эффективности методов анализа их установившихся и переходных режимов. Примеры реализации эффективных методов анализа установившихся и переходных режимов сложных ЭЭС с учетом их системных свойств.	4	Блиц-опрос на лекциях
	8			Теоретические основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев, Н.И. Воропай и др.	Понятие живучести ЭЭС. Каскадные системные аварии как проявления свойства живучести ЭЭС. Роль системы противоаварийного управления в предотвращении развития каскадных системных аварий в сложных ЭЭС. Восстановление сложных ЭЭС после крупных системных аварий. Советчики и тренажеры диспетчера по предотвращению развития и ликвидации крупных системных аварий в сложных ЭЭС.	4	Блиц-опрос на лекциях
	9			Теоретические основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев, Н.И. Воропай и др.	Иерархия задач планирования развития централизованно управляемой ЕЭС. Специфика задач развития ЭЭС в условиях либерализации. Подходы к обоснованию решений по развитию ЭЭС в условиях либерализации.	2	Блиц-опрос на лекциях.

2. Краткий конспект лекций

Тема 1. (4 час.). Сложная ЭЭС как объект исследования.

История и закономерности развития ЭЭС. Основные существующие и перспективные энергообъединения. Специфические явления и процессы в сложных ЭЭС (системные аварии, слабодемпфированные низкочастотные колебания, резонансы на высших гармониках и др.), их реальные примеры.

Новые тенденции в развитии генерирующих источников и электрических сетей (распределенная генерация, ветровые электростанции, накопители энергии, FACTS и т.д.).

Спектр процессов в ЭЭС. Свойства сложных ЭЭС (сложность и неоднородность структуры, многомерность, множественность возмущений и т.д.).

Основой централизованного электроснабжения России является Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) РФ, которая представляет собой объединение электростанций и подстанций электрическими сетями различных напряжений. ЕЭС РФ является технологически единым объектом, функционирование которого подчиняется соответствующим физическим законам. В то же время ЕЭС – это крупное энергообъединение, структура которого в настоящее время изменилась. Организационно-производственная структура электроэнергетики представляет собой единую холдинговую компанию, в состав которой входят генерирующие компании, например Гидро ОГК, ДГК (Дальневосточная генерирующая компания), сетевые компании: ФСК (Федеральная сетевая компания), сетевые магистральные компании, сетевые распределительные компании (например, ДРСК – Дальневосточная распределительная сетевая компания), энергосбытовые компании, например ДЭК – Дальневосточная энергетическая компания, ФОРЭМ, оптовые и розничные рынки. Технологическое и диспетчерское управление рассматриваемым холдингом осуществляется СО-УДУ РФ (системный

оператор – центрального диспетчерского управления РФ) через СО-ОДУ и СО-РДУ.

Дается характеристика современного состояния электроэнергетики России и развитых стран, Дальнего Востока.

Тенденции и направления развития электроэнергетики РФ:

- рост генерирующих мощностей и изменение технологической структуры генерирующих мощностей;
- внедрение распределительной генерации;
- развитие системообразующих сетей и усиление межсистемных связей;
- интеграция энергообъединений;
- либеризация;
- ориентация на высокоэффективные технологии;
- обеспечение надежного энергоснабжения потребителей;
- развитие рыночных принципов функционирования;
- повышение эффективности производства, передачи и потребления электроэнергии;
- создание условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику;
- развитие системы диспетчерского управления ЕЭС в иных условиях;
- глобализация ЕЭС;
- диверсификация энергоустановок;
- децентрализация электроснабжения;
- модернизация электроустановок.

Цели и задачи курса. Краткая характеристика основных разделов и их связь с другими дисциплинами.

Цель проектирования электроэнергосистем – обеспечение балансов электроэнергии и мощности, надежного электроснабжения потребителей.

Задачи проектирования ЕЭС: прогнозирование энергопотребления; развитие генерирующих мощностей; развитие системообразующих сетей и межсистемных связей; развитие питающих сетей, развитие распределительных

сетей, проектирование систем диспетчерского управления, противоаварийного управления, релейной защиты, телемеханики.

Распределительные электрические сети - подсистема ЭЭС.

Основные задачи проектирования распределительных электрических сетей;

энерго-экономическая характеристика района проектирования;

прогнозирование электрической нагрузки на основе вероятностного анализа;

балансы активной и реактивной мощности;

разработка конкурентно-способных вариантов электрической сети;

расчет и анализ установившихся режимов;

регулирование напряжения и реактивной мощности. Инвестиционная привлекательность проекта.

Тема 2. Организация ЭЭС (4 час.)

Индустриальная модель организации ЭЭС. Основные принципы и этапы либерализации в ЭЭС. Различные формы организации конкуренции в ЭЭС. Опыт либерализации ЭЭС в различных странах мира. Особенности и проблемы либерализации электроэнергетики и ЕЭЭС России. Глобальные тенденции в развитии ЭЭС.

Электрические нагрузки и их представление для проектирования электрических сетей. В качестве электрических нагрузок выбираются вероятностные характеристики активной и реактивной мощности, которые можно получить путем ретроспективного анализа результатов контрольных замеров; электропотребления; путем использования типовых графиков нагрузок. Дается характеристика и область применения каждого из этих способов.

Рассматриваются графики электрических нагрузок (ГЭН). Дается их классификация. Показывается как определить основные показатели ГЭН:

коэффициент заполнения графика, коэффициент формы графика, число часов максимальной нагрузки и т.д. Приводится область применения вероятностных характеристик и показывается как их определить.

Средняя мощность нужна для расчета электропотребления и выбора силовых трансформаторов, среднеквадратичная или эффективная – для расчета потерь мощности и энергии, максимальная – для выбора элементов электрической сети, расчета и анализа установившихся режимов.

Приводится методика построения реальных графиков из типовых на основе ретроспективных данных об электропотреблении, либо на основе установленных мощностей проектируемых потребителей электроэнергии.

Дается характеристика методов долгосрочного прогнозирования и их сравнительный анализ. Подробно рассматривается практическое применение формулы сложных процентов. Приводится методика построения прогнозируемых графиков нагрузки.

Технико-экономическое сопоставление вариантов электрической сети.

Цель лекции: привести современные методы определения технико-экономических параметров используемых при сравнении вариантов сети и выбора оптимального.

В условиях рыночных отношений между производителями и потребителями электроэнергии выбор варианта развития электрической сети должен учитывать множество факторов как технических, так и экономических. Отсюда критерием выбора оптимального варианта является максимум прибыли, которую может получить энергокомпания от проектируемой сети.

Показатели оценки эффективности инвестиционных проектов делятся на статические и динамические. К статическим относится простая норма прибыли, простой срок окупаемости. К динамическим показателям относятся: удельные дисконтированные затраты; частый дисконтированный доход (ЧДД); дисконтированные (интегральные) затраты; внутренняя норма доходности; дисконтированный срок окупаемости; эквивалентные годовые расходы.

Кратко рассматривается каждый из них, показывается его область применения.

Для расчета ЧДД и эквивалентных годовых расходов нужно знать технико-экономические показатели: капитальные вложения и эксплуатационные издержки.

Капитальные вложения – это расходы, необходимые для сооружения энергетических объектов. Для электрических сетей к ним относятся капитальные вложения на сооружение линий и капитальные вложения на сооружения подстанций. Они определяются по укрупненным показателям.

К эксплуатационным издержкам относятся расходы, необходимые для эксплуатации электрических сетей в течение одного года. Они делятся на амортизационные отчисления, отчисления на обслуживания и ремонты, возмещение затрат на передачу электроэнергии (т.е. стоимость потерь электроэнергии).

Потери электроэнергии определяются в следующих элементах сети: линиях, трансформаторах, компенсирующих устройствах. Потери делятся на нагрузочные и условно-постоянные. Рассматриваются методы определения таких потерь при проектировании электрической сети.

Себестоимость передачи электроэнергии – это отношение эксплуатационных издержек в сети к электроэнергии, полученной потребителями в течение года.

Тема 3. Технические системные проблемы ЭЭС. (4 час.)

Системные условия и ограничения в работе ЭЭС, их особенности при реализации различных форм организации ЭЭС.

Высшие гармоники в ЭЭС. Явления и процессы, связанные с высшими гармониками в основной сети ЭЭС, имеющие системное значение. Выявление и компенсация высших гармоник в основных сетях ЭЭС.

Непрерывность электроснабжения потребителей. Явления и процессы системного характера, ухудшающие непрерывность электроснабжения потребителей.

Неблагоприятные проявления энергетических процессов и электрической энергии и безопасность ЭЭС. Влияние ЭЭС на окружающую среду.

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на ее технические характеристики и технико-экономические показатели. Так, при повышении номинального напряжения снижаются потери электроэнергии, уменьшаются сечения линий, растут предельные передаваемые мощности, снижаются эксплуатационные расходы, но увеличиваются капитальные вложения на сооружение сети.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов. Ориентировочно его можно определить по значениям передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается.

Номинальное напряжение приближенно можно определить одним из следующих способов: по эмпирическим выражениям, по номограмме, по пропускной способности и дальности электропередачи.

К эмпирическим выражениям, позволяющим определить рациональные напряжения сети относятся формула Стилла, формула Илларионова, формула Залесского.

Номограммы – это обобщающие зависимости, построенные в результате сравнения приведенных затрат для многочисленных вариантов сети с разными активными мощностями, длиной и номинальным напряжением. Показывается как ими пользоваться.

В справочной литературе приводятся таблицы, характеризующие пропускную способность и дальность передачи линий 110-1150 кВ. Показывается как пользоваться ими при выборе номинального напряжения.

Варианты проектируемой электрической сети или ее отдельные участки могут иметь разные номинальные напряжения. Вначале определяют

напряжения готовых участков. В кольцевой сети участки необходимо выполнять на одно номинальное напряжение.

На сетевых подстанциях число трансформаторов определяется категорийностью подключенных потребителей. Даются рекомендации для выбора числа трансформаторов при различных соотношениях потребителей I, II, III категорий.

Мощность силовых трансформаторов выбирается по средней активной нагрузке и некомпенсированной реактивной мощности, протекающего через него. Она зависит от числа трансформаторов и их загрузки. Приводятся оптимальные коэффициенты загрузки силовых трансформаторов при питании от них потребителей разных категорий по надежности.

Показывается как проверить правильность выбора силового трансформатора в послеаварийном режиме.

Сечения ВЛ выбирают по экономической плотности тока, по экономическим токовым интервалам, по допустимой потере напряжения по нагреву длительно-допустимым током.

Рассматривается выбор оптимального сечения провода линии по минимуму приведенных затрат. При этом используются зависимости удельных капитальных вложений от сечения, и соответственно эксплуатационных издержек от сечения. Из условия минимума функции затрат определяется экономическое сечение и экономическая плотность тока.

Практически для выбора сечения по экономической плотности тока вначале определяют максимальный ток, протекающий по линии, затем из таблиц определяют экономическую плотность тока и по ней рассчитывают экономически целесообразное сечение, округляя его до ближайшего стандартного.

Недостатки метода выбора сечения по экономической плотности тока:

- предположение линейной зависимости капитальных вложений в линию от ее длины – сейчас это не так ввиду использования унифицированных опор;

- допущение о непрерывности сечения в выражении приведенных затрат.

В действительности сечения меняются дискретно и определять минимум затрат так как предложено в данном методе раздела;

- предположение о том, что наибольший ток постоянен, на самом деле он переменная величина. Следовательно, экономическое сечение должно определяться из условия равенства нулю производной затрат по наибольшему току.

Метод экономических токовых интервалов не содержит указанных недостатков. Экономические интервалы токовых нагрузок для выбора сечений проводов определяются следующим образом. Для различных стандартных сечений строят зависимости приведенных затрат на линию наибольшего тока. Точка пересечения двух кривых $F(I_{НБ})$ определяет значение наибольшего тока $I_{НБ1}$, при котором приведенные затраты двух вариантов сечений равны. Если ток меньше $I_{НБ1}$, то экономически целесообразно выбрать сечение меньшее, если больше – то большее.

Значение тока от нуля до $I_{НБ1}$ - экономический интервал для первого сечения и т.д.

Порядок применения метода экономических токовых интервалов:

- определяют максимальный ток, протекающий по линии;
- находят расчетный ток через коэффициенты α_i, α_T ;
- в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду, материала опор, числа цепей в ВЛ по таблице находят экономически целесообразные сечения.

Если расчетный ток больше верхней границы интервала использования максимального сечения для данного напряжения, то предусматривают варианты деления сети.

Сечения, выбранные по экономическим токовым интервалам, не проверяют по допустимой потере напряжения и по условиям возникновения короны.

Сечения ВЛ, выбранные данным методом, проверяют по нагреву в послеаварийном режиме.

Допустимые потери напряжения в распределительной сети – это такие потери напряжения, при которых в результате регулирования напряжения отключения напряжения на зажимах электроприемника не выходят за нормируемые ГОСТ значения.

Допустимая потеря напряжения в сети должна быть больше или равна наибольшей потере напряжения.

Для сетей с несколькими участками для однозначного выбора сечения кроме допустимой потери напряжения должны быть дополнительные условия.

Выбор сечения из условия его равенства на всех участках сети.

Область применения – городские электрические сети. Представляя допустимую потерю напряжения в линии в виде допустимой потери напряжения в активном и реактивном сопротивлениях в линии, записывают выражение для них через мощности. Как известно реактивные удельные сопротивления мало меняются при изменении сечения, поэтому выбор сечения ведется в следующем порядке:

- а) задается X_0 в зависимости от класса номинального напряжения;
- б) определяем допустимую реактивную потерю напряжения;
- в) находим допустимую активную потерю напряжения;
- г) из полученного выражения в предыдущем пункте определяем сечение, которое округляется до ближайшего стандартного.

Выбор сечения их условия минимум потерь мощности.

Если плотность тока на всех участках линии одинакова, то будет обеспечен минимум потерь мощности. Это дополнительное условие используется при выборе сечений линий в промышленных сетях. Порядок выбора аналогичен предыдущему случаю:

- а) принимаем значение X_0 ;
- б) находим допустимую реактивную, затем активную потерю напряжения;
- в) находим плотность тока по допустимой потере напряжения;

г) определяем расчетное сечение и округляем до ближайшего стандартного.

Выбор сечения из условия минимального расхода проводникового материала на сооружение линии.

Область применения – сельские сети.

Порядок выбора сечений следующий:

а) определяется сечение последнего участка сети;

б) из условия равенства отношения квадрата сечения к активной мощности на всех участках определяется сечение остальных участков и округляется до ближайших стандартных.

Для выбора и проверки сечений в замкнутых сетях их представляют в виде двух разомкнутых. Для этого определяют приближенные потоки мощности на головных участках по длинам линий, затем на остальных участках сети по первому закону Кирхгофа и определяют точку потокораздела, в которой сеть разрезают на две разомкнутые. Далее сечения выбираются рассмотренными ранее методами.

В нормальном и послеаварийных режимах выбранные сечения проверяются по нагреву длительно допустимым током.

Допустимая температура – это наибольшая температура, при которой провод или кабель сохраняет свои электрические или механические свойства. Для обеспечения нормальных условий работы линии под нагрузкой при нагреве проводников током нагрузки температура не должна превышать допустимых значений. Допустимые значения устанавливаются в зависимости от марки проводов и кабелей и материала изоляции.

Затем рассматриваются процессы нагрева и охлаждения проводников и выводится выражение для допустимого тока, т.е. такого тока, при длительном протекании которого проводник нагревается до допустимой температуры.

В практических расчетах пользуются значениями допустимого тока, приведенными в справочных таблицах. К этой величине вводят поправку на условия прокладки, температуру окружающей среды.

Условия проверки сечений подогревом.

Допустимый ток должен быть больше или равен наибольшему из средних получасовых токов. Рассматриваются возможности допустимой перегрузки линий в послеаварийных режимах.

Второе условие выбора сечений необходимо для правильной работы аппаратов, защищающих сеть от перегрева.

Тема 4. Особенности математических моделей сложных ЭЭС. (2 час.)
Множественность математических моделей основных элементов сложных ЭЭС в установившихся и переходных режимах в зависимости от конкретных условий и решаемых задач. Примеры различных математических описаний синхронных машин, комплексной нагрузки, электрической сети ЭЭС в зависимости от их размещения в системе, реакции на возмущения и других системных факторов.

ГОСТ 13109-97 определяет нормальные и предельно допустимые отклонения напряжения у электроприемников. ГОСТ 21128-83 устанавливает наибольшие рабочие напряжения для оборудования ЭЭС.

Нижний уровень напряжения определяется условиями регулирования напряжения в распределительных сетях и устойчивостью работы ЭЭС. Указанные требования обуславливают необходимость регулирования напряжения во всех видах электрических сетей. Различают централизованное и местное регулирование напряжения.

При централизованном регулировании напряжение изменяют в центре питания. Местное регулирование используют в питающих и распределительных сетях для отдельных групп потребителей.

К методам регулирования относят регулирование напряжения на электростанциях, с помощью регулирующих устройств (РПН и ПБВ) силовых трансформаторов, с помощью изменения падений напряжения в сети.

Принципы регулирования напряжения: стабилизация напряжения; стабилизация по заданному графику напряжения; встречное регулирование.

К средствам регулирования относятся регуляторы напряжения на электростанциях, регулирующие устройства на понижающих трансформаторах, специальные регулирующие трансформаторы и КУ. Рассматриваются характеристики технических средств регулирования напряжения.

Компенсация реактивной мощности.

Показывается актуальность компенсации реактивной мощности (КРМ). Отсутствие компенсации реактивной мощности приводит к увеличению потоков реактивной мощности, к увеличению потерь электроэнергии, к снижению управляемости режимами работы сети, к снижению устойчивости, надежности электроснабжения и ухудшению качества электроэнергии.

Рассматриваются три задачи КРМ: балансовая задача КРМ; поддержание желаемого уровня напряжения в узлах сети; экономическая задача КРМ.

Нормативные, правовые, организационно-распорядительные, методические и информационные документы по вопросам реактивной мощности и напряжения, снижения потерь электроэнергии.

1. «Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 861.
2. «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 года № 861(в редакции Постановления Правительства РФ от 31.08.2006 года № 530).
3. Постановление Правительства РФ от 31 августа 2006 года № 530 «Об утверждении правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».
4. «Методические указания по проектированию развития энергосистем», утвержденные приказом Минпромэнерго России от 30.06.2003 года № 281.

5. «Инструкция по проектированию городских электрических сетей». РД 34.20.185-94 (СО 153-34.20.185-94, приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 №4 22).
6. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения. (СО 153-34.20.112 (РД 34.20.112), приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 14.08.2003 №4 22).
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 № 229, зарегистрированные в Минюсте (регистрационный № 4799 от 20 июня 2003 года).
8. ГОСТ 13109-97 (Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах энергоснабжения общего назначения).
9. ГОСТ 721-77 (Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальное напряжение свыше 1000 вольт).
10. ГОСТ 21128-83 (Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальное напряжение до 1000 вольт).
11. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 25.10.2005 № 703 «О лицензировании деятельности по продаже электрической энергии и обязательной сертификации электрической энергии в сетях общего назначения» (и дополнение к нему от 31.07.2006 № 527).
12. Информационное письмо ОАО РАО «ЕЭС России» от 7.07.2006 № ВП-170 «О рекомендациях к разработке программ «Реактивная мощность» и «Повышение надежности распределительных электрических сетей».

Баланс реактивной мощности

$$Q_{ПНБ} = k_0 \sum_{i=1}^n Q_{НБ_i} + \Delta Q_{ТЭ} + \sum_{j=1}^m (\Delta Q_j - Q_{C,j})$$

где k_0 – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок, $k_0 \approx 0,98$

$Q_{НБ_i}$ – максимальная реактивная нагрузка i – го узла

$\Delta Q_{ТЭ}$ – суммарные потери реактивной мощности в СТ, $\Delta Q_{ТЭ} \approx 0,1 \cdot S_{max}$

ΔQ_j – потери реактивной мощности в j – ой линии

$Q_{C,j}$ – зарядная мощность, генерируемая j – ой линией

сеть 110 кВ

сеть 35 кВ

сеть 220 кВ

$$\Delta Q_L = Q_C$$

$$x_0 = 0,41 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$x_0 = 0,42 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$q_C = 0,14 \frac{\text{Мвар}}{\text{км}}$$

$$Q_{ПНБ} = Q_{ГЭ} - \text{баланс}$$

$$\text{Если } Q_{ПНБ} > Q_{ГЭ}, \text{ то } Q_{КУЭ} = Q_{ПНБ} - Q_{ГЭ}$$

Принципы размещения КУ

1. КУ нужно распределять так, чтобы потери мощности в сети были минимальными.
2. В электрических сетях двух уровней напряжения следует в первую очередь устанавливать КУ на шинах НН ПС с более низким номинальным напряжением высокой стороны.
3. В сети с одним уровнем напряжения целесообразно компенсировать реактивную мощность в первую очередь у наиболее электрически удаленных потребителей.
4. При незначительной разнице в электрической удаленности ПС от ИП в сети одного номинального напряжения расстановку КУ следует производить по условию равенства $\text{tg}\varphi$ на шинах НН, исходя из баланса реактивной мощности:

$$\text{tg}\varphi_B = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{НБ_i} - Q_{КУЭ}}{\sum_{i=1}^n P_{НБ_i}}$$

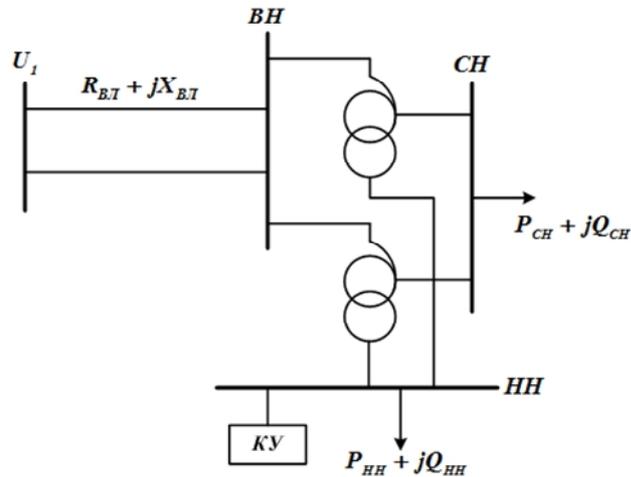
Мощность КУ в каждом узле

$$Q_{КУ_i} = P_{max_i} (\text{tg}\varphi_i - \text{tg}\varphi_B)$$

$$Q_{КУ_{факт}} = 1,1 \cdot Q_{КУ_i} \quad - \text{ для резервирования}$$

Регулирование напряжения в сети с помощью КРМ

Поперечная КРМ



Условие выбора – поддержание желаемого напряжения на сторонах СН и НН

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}$$

Суммарные потери напряжения в сети

$$\Delta U_{\Sigma} = \frac{(P_{СН} + P_{НН})(R_{ВЛ} + R_{ТВ}) + P_{СН}R_{ТС} + P_{НН}R_{ТН} + (Q_{СН} + Q_{НН} - Q_{КУ})(X_{ВЛ} + X_{ТВ}) + Q_{СН}X_{ТС} + (Q_{НН} - Q_{КУ})X_{ТН}}{U_1}$$

Мощность КУ

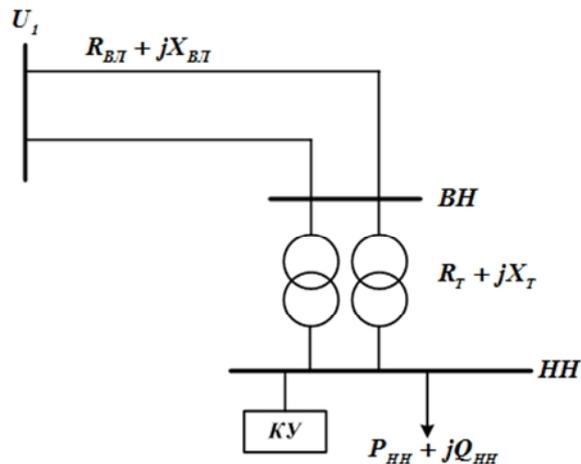
$$Q_{КУ} = \frac{P_{СН}(R_{ВЛ} + R_{ТВ} + R_{ТС}) + P_{НН}(R_{ВЛ} + R_{ТВ} + R_{ТН}) + Q_{СН}(X_{ВЛ} + X_{ТВ} + X_{ТС}) + Q_{НН}(X_{ВЛ} + X_{ТВ} + X_{ТН}) - \Delta U_{\Sigma}U_1}{X_{ВЛ} + X_{ТВ} + X_{ТН}}$$

$$\Delta U_{СН} = U_1 - U_{СН}^{ВН} = U_1 - U_{СН}^{жел} \frac{U_1}{U_{СНном}}$$

$$\Delta U_{НН} = U_1 - U_{НН}^{ВН} = U_1 - U_{НН}^{жел} \frac{U_1}{U_{ННном}}$$

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{СН} + \Delta U_{НН}$$

$$\Delta U_{\Sigma} = 2U_1 - \Delta U_{СН}^{ВН} - \Delta U_{НН}^{ВН} = 2U_1 - U_{СН}^{жел} \frac{U_1}{U_{СНном}} - U_{НН}^{жел} \frac{U_1}{U_{ННном}}$$

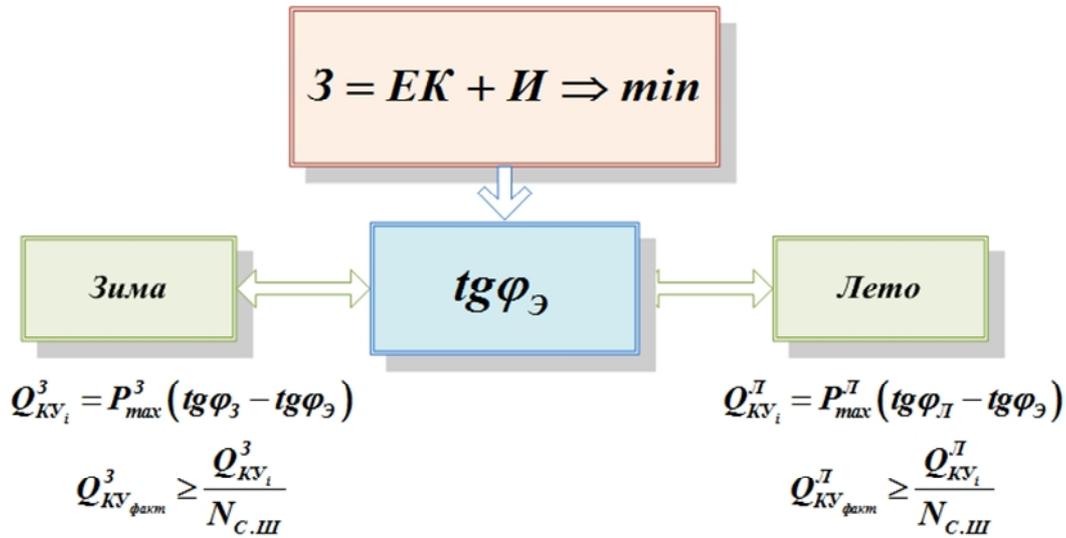


$$Q_{КУ} = Q_{НН} - \frac{\Delta U_{\Sigma}U_1 - P_{НН}(R_{ВЛ} + R_T)}{X_{ВЛ} + X_T}$$

Продольная КРМ

1. Потери напряжения в ВЛ без КРМ $\Delta U = \frac{PR_L + QX_L}{U}$
2. Допустимые потери напряжения, кВ $\Delta U_{доп} = \frac{\Delta U_{доп\%} U_{ном}}{100}$
3. Сопротивление КУ из условия снижения ΔU до $\Delta U_{доп}$ $\Delta U_{доп} = \frac{PR_L + Q(X_L - X_{КУ})}{U_{ном}}$
4. Ток в линии $I_L = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U_{ном}}$ отсюда $X_{КУ} = \frac{PR_L + QX_L - \Delta U_{доп} U_{ном}}{Q}$
5. Выбор серийно выпускаемого однофазного конденсатора для снижения потерь напряжения
6. Номинальный ток конденсатора $I_{кном} = \frac{Q_{кном}}{U_{кном}}$
7. Число конденсаторов, включенных параллельно в одну фазу (обеспечение расчетного тока линии) $m = \frac{I_L}{I_{кном}}$
8. Сопротивление конденсатора $X_{кном} = \frac{U_{кном}}{I_{кном}}$
9. Число конденсаторов, включенных последовательно в одну фазу (обеспечение $\Delta U_{жел}$) $n = \frac{mX_{КУ}}{X_{кном}}$
10. Общее число конденсаторов в УПК $n_z = 3 \cdot n \cdot m$
11. Установленная мощность УПК $Q_{КУ}^{уст} = n_z Q_{кном}$
12. Номинальное напряжение КУ (УПК) $U_{КУном} = n U_{кном}$
13. Номинальный ток УПК $I_{КУном} = m I_{кном}$
14. Фактическое сопротивление КУ $X_{КУфакт} = \frac{nX_{кном}}{m}$
15. Фактические потери напряжения после КРМ $\Delta U_{факт} = \frac{PR_L + Q(X_L - X_{КУфакт})}{U_{номсети}}$
16. Сравнение $\Delta U_{факт}$ с $\Delta U_{доп}$ $\Delta U_{факт} \leq \Delta U_{доп}$

Экономическая задача КРМ



Предельные значения $tg\varphi$

$U_{НОМ}$	$tg\varphi_{ПРЕД}$
110 кВ	0,5
35 кВ	0,4
6 ÷ 20 кВ	0,4
0,4 кВ	0,35

Сравнение $tg\varphi_δ, tg\varphi_3, tg\varphi_{ПРЕД}$

$$tg\varphi_δ \leq tg\varphi_{ПРЕД}$$

$$tg\varphi_3 < tg\varphi_{ПРЕД}$$

Оптимальное размещение КУ в распределительной сети

1. Исключение узлов, в которых установка КУ невозможна или нежелательна.
2. Определение граничного значения уменьшения потерь мощности в сети, при котором установка КУ еще выгодна

$$\delta P_{ГР} = \frac{3_{КУ}}{C_{ΔW}T} = \frac{(E + \alpha_{Σ})K_{КУ}}{C_{ΔW}T}$$

3. Вычисление значений снижения потерь мощности после установки КУ

$$\delta P_K = \Delta P_0 - \Delta P_{КУ_i}$$

4. Определение целесообразности установки КУ в узле

Если $\delta P_K \geq \delta P_{ГР}$, то установка КУ оправдана

5. Определение узла сети, при установке КУ в котором будет наибольшее снижение потерь мощности

$$\delta P_K = \max\{\delta P_i\}$$

ВЫВОДЫ

1. КРМ позволяет снизить потери активной мощности и потери напряжения в сети, обеспечить желаемые уровни напряжения в узлах, повысить пропускную способность элементов и устойчивость электроэнергетической системы, ее надежность
2. В условиях рынка экономически целесообразные коэффициенты мощности в часы больших и малых нагрузок энергосистемы определяются путем оптимизационных расчетов и по согласованию с потребителями указываются в Договорах на энергоснабжение
3. Мощность КУ и место их установки в сети выбираются на основе системного подхода к КРМ, при этом полученные в результате КРМ коэффициенты мощности не должны превышать предельных значений в часы больших и малых нагрузок энергосистемы
4. Системный подход предусматривает решение следующих трех задач КРМ:
 - балансовая задача КРМ;
 - поддержание требуемого уровня напряжения в узлах сети;
 - экономическая задача КРМ.

Тема 5. Расчетные условия для анализа режимов ЭЭС. (2 час.)
Характеристики исходных условий в части множества схем, режимов и возмущений для анализа сложных ЭЭС, управления их функционированием и развитием. Структурный анализ, особенности и примеры его применения для классификации и анализа исходных условий. Выбор расчетных условий для исследований ЭЭС в установившихся и переходных режимах. Нормативные требования к расчетным условиям в ЭЭС.

Замена линий одной эквивалентной.

Данное преобразование рассматривается на примере замены трех линий одной, выводится выражение для напряжения эквивалентного узла, эквивалентной проводимости сети.

Порядок расчета:

- по известным проводимостям схемы находят эквивалентную проводимость сети;
- определяют эквивалентное напряжение;
- находят эквивалентный ток;
- определяют напряжения в узле, к которому находят три исходные ветви;
- находят токи ветвей.

Перенос нагрузки или исключение узлов.

Эквивалентность преобразования сохраняется только при переносе заданных токов нагрузки. Следовательно, можно рассматривать перенос мощности в случае, когда заданы постоянные мощности или токи в узлах.

Выводится выражение для эквивалентных нагрузок узлов, в которые разносится нагрузка исключаемого узла. Она равна сумме исходной нагрузки узла и произведения нагрузки исключенного узла на дробь, в числителе которой находится сопряженное сопротивление противоположной линии относительно узла, в который переносится нагрузка, в знаменателе – сумма сопряженных сопротивлений линий, подключенных к исключаемому узлу.

Студентам предлагается вспомнить преобразования звезды в треугольник и обратно и показывается как в этом случае определяются потоки мощности.

Порядок преобразования сложной сети:

- осуществляется последовательное исключение узлов и перенос нагрузки;
- преобразуется звезда в треугольник (если есть такие части схемы);
- в схеме с треугольником можно разрезать сеть по узлам питания и преобразовать две параллельные линии в одну;
- упрощающие преобразования осуществлять до тех пор, пока не получится сеть с двухсторонним питанием.

Рассматривается как осуществить обратный переход при преобразовании сети.

Расщепление сети.

Данный метод применим в однородных сетях, где распределение активной, реактивной мощности не зависит друг от друга. Для однородной сети доказано, что система линейных уравнений контурных комплексных мощностей эквивалентна двум системам уравнений: одна из которых содержит только активную мощность P в контурах и индуктивное сопротивление X , другая – только реактивную мощность Q , и активное сопротивление R . При расщеплении сети составляются две схемы: одна с P и X , другая с Q и R . В каждой из них находится распределение мощностей, накладывается друг на друга и находится распределение полных мощностей.

Разделение переменных.

При расчете режимов систем большой сложности система уравнений узловых напряжений (УУН) приводится к системе действительных уравнений порядка $2n$, где n – число независимых узлов. Для этого матрицы и векторы-столбцы с комплексными элементами представляются в виде сумм матриц и вектор-столбцов с действительными элементами путем отдельной записи действительных и мнимых слагаемых в УУН. В итоге получается система действительных уравнений:

$$\begin{bmatrix} -G_y & B_y \\ -B_y & G_y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U' \\ U'' \end{bmatrix} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} I' \\ I'' \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -d_\delta & U_\delta \\ -v_\delta & U_\delta \end{bmatrix}$$

при решении на ЭВМ нелинейных УУН для сетей напряжением 110 кВ и выше при разделении уравнений получаются 2 системы уравнений, которые решаются раздельно. Одна из них связывает P в узлах и фазы узловых напряжений (U), другая – Q в узлах и модули узловых U . Такое разделение более эффективно, т.к. учитывает особенности их решения методом Ньютона.

Перспективное проектирование схемы сети.

В этом случае активное потокораспределение определяется по реактивным проводимостям путем решения системы УУН вида

$$[B_y][\delta]U_{ном}^2 = [P].$$

Тема 6. Упрощение математических моделей сложных ЭЭС. (2 час.)

Принципы и критерии упрощения математических моделей сложных ЭЭС для исследования установившихся и переходных режимов. Преобразование схем ЭЭС. Упрощение математического описания элементов и ЭЭС в целом. Эквивалентирование сложных ЭЭС в установившихся и переходных режимах.

Свойства матрицы узловых проводимостей :

- симметрична;
- обладает слабой заполняемостью, т.е. содержит большое количество нулевых элементов;
- сумма элементов любой ее строки или столбца равна нулю.

Для экономии оперативной памяти ЭВМ и исключения ошибки при работе с промышленными программами используют следующие приемы:

- а) учет слабой заполняемости матрицы;
- б) эквивалентирования;
- в) разделение системы на подсистемы;
- г) разложение на треугольные матрицы.

Фактически задача учета слабой заполняемости матрицы Y_y сводится к правильной нумерации узлов. Одним из эффективных способов является приведение матрицы Y_y к ленточной форме. Матрицей в ленточной форме называется такая матрица, у которой ненулевые элементы расположены в виде «ленты» вдоль главной диагонали матрицы. Такая форма записи эффективна для графов сетей с цепочной или близкой к ней структурой.

Порядок нумерации узлов в ленточной матрице. Первый номер присваивается узлу с минимальной степенью. Если таких узлов много, то выбирается любой из них. Далее в порядке возрастания номеров уже пронумерованных узлов нумеруем смежные с ними пронумерованные узлы. Причем нумерация ведется в порядке возрастания их степени. Степень узла – это число ветвей, присоединенных к узлу.

Эквивалентирование при расчетах установившихся режимов.

1 способ – исключение узлов. Замена системы из $n+1$ узла на эквивалентную из n_{Π} узлов, содержащую только те узлы, которые надо проанализировать. Схема считается эквивалентной, если в результате ее режима определяются те же значения напряжения оставшихся в ней узлов, что и при расчете исходной схемы. Остальные узлы исключаются из рассмотрения и напряжения в них не могут быть определены в результате расчета эквивалентной схемы.

2 способ – единый алгоритм расчета. Схема делится на две части, между которыми находится ветвь и узел примыкания. Слева от узла примыкания схема, которую можно преобразовать, справа – обобщенная сеть произвольной конфигурации с произвольным числом источников питания. Цель преобразования – замена преобразованного участка эквивалентной схемой замещения, в которой включается поочередно один из двух эквивалентных источников питания, а преобразуемая часть схемы представляется П-образной схемой замещения.

Подробно рассматриваются оба способа и область их применения.

Основное отличие деления на подсистемы от эквивалентирования сети:

при эквивалентировании рассчитывается только часть схемы, при делении на подсистемы – вся схема.

При делении на подсистемы отдельно рассчитываются режимы в каждой подсистеме и определяются граничные переменные, т.е. параметры режима граничных линий или узлов, которые принадлежат двум или более подсистемам. При делении на подсистемы напряжения в каждой из них определяются пассивными и активными элементами своей подсистемы и влиянием пассивных и активных элементов другой подсистемы. Возможны разные способы расчета установившегося режима при делении системы на части: рассматриваются эти способы.

Матрица присоединения сети приводится к блочно-диагональной форме. Матрицей в блочно-диагональной форме называется такая матрица, которая состоит из матриц-клеток (блоков), расположенных по диагонали. Показывается как делается система по узлу и составляется матрица присоединения подсистем, затем – деления по ветви, при котором составляются УУН пограничных ветвей, а система уравнений называется граничной и получается после исключения всех переменных клеточных подсистем из уравнений этих узлов.

Тема 7. Особенности методов анализа установившихся и переходных режимов сложных ЭЭС. (4 час.)

Возможности и направления использования системных свойств сложных ЭЭС для повышения эффективности методов анализа их установившихся и переходных режимов. Примеры реализации эффективных методов анализа установившихся и переходных режимов сложных ЭЭС с учетом их системных свойств.

Режимы, в которых существенно нарушена симметрия параметров режима или присутствует несинусоидальность токов и напряжений называется особыми режимами, т.е. это несимметричные и несинусоидальные режимы.

Несимметричные режимы являются следствием различия сопротивлений фаз, либо неравенством нагрузки по фазам. Первый случай характерен для ВЛ без транспозиции, либо с удлиненным циклом транспозиций, а также при неполнофазных режимах, связанных с обрывом одной или двух фаз.

Причины несимметричных режимов второго случая – подключение к сети однофазных нагрузок, либо трехфазных, но с существенным отличием загрузки фаз.

Несинусоидальные режимы вызываются нагрузкой (выпрямители, сварка...). Особые режимы отрицательно сказываются на технико-

экономических показателях эксплуатации систем, поэтому для них производят оценку допустимости таких режимов.

Рассматривается уравнение несимметричных режимов в фазных и симметричных координатах, показывается переход от одних координат к другим и обратно с помощью матрицы перехода.

Преимущества метода симметричных составляющих: проще определяются коэффициенты несимметрии напряжения на обратной и нулевой последовательности; расчет составляющих обратной последовательности выполняется с большей точностью, чем в фазных координатах; понижение размерности решаемой системы уравнений при расчете установившихся режимов.

Рассматривается система УУН при несимметричных коротких замыканиях и в сложносимметричных режимах и методы ее решения на ЭВМ.

Приводятся условия допустимости неполнофазных режимов.

Показывается как формируется система УУН при высших гармониках тока и напряжения.

Рассматриваются основные термины и определения, используемые при расчете и анализе потерь электроэнергии.

Потери электроэнергии делятся на условно-постоянные и нагрузочные.

Поэлементная структура потерь следующая: потери в линиях, трансформаторах, компенсирующих устройствах, двигателях, оборудовании подстанций.

Выделяются потери электроэнергии от низкого качества электроэнергии.

Различают технические и коммерческие потери электроэнергии, метрологические потери.

Далее рассматриваются методы расчета потерь электроэнергии отдельно для нагрузочных и условно-постоянных потерь. Нагрузочные потери в зависимости от объема информации могут быть рассчитаны одним из следующих методов:

- оперативных расчетов;
- расчетных суток;
- средних нагрузок;
- числа часов наибольших потерь;
- по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Рассматривается концепция определения потерь электроэнергии в условиях неопределенности.

Подробно материал, необходимый для данной лекции приведен в учебной литературе.

Комплексная программа снижения потерь электроэнергии включает в себя следующие подпрограммы:

- повышение точности учета электропотребления и совершенствование энергосбытовой деятельности в сфере учета;
- снижение технических потерь электроэнергии;
- снижение коммерческих потерь электроэнергии.

Программа повышения точности учета электропотребления

1. Определение оптимальных мест установки средств учета электроэнергии.
2. Определение пригодности измерительных трансформаторов к учету.
3. Определение пригодности к учету счетчиков электроэнергии.
4. Снижение погрешности измерения электроэнергии.
5. Замена индукционных счетчиков электроэнергии на электронные, например, серии «Альфа» на подстанциях и электростанциях, с которых начинается коррекция результатов учета электропотребления до достоверных значений.
6. Снижение систематической составляющей погрешности учета электропотребления.
7. Разработка программы коррекции (достоверизации) результатов учета электропотребления существующими системами учета.

Программа снижения технических потерь электроэнергии

1. Оптимизация уровней напряжения в распределительных сетях.
2. Компенсация реактивной мощности и управление потоками реактивной мощности.
3. Повышение качества электроэнергии.
4. Оптимизация режимов в распределительных сетях
5. Оптимизация схемы электрических сетей и мест размыкания .
6. Комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей.
7. Сокращение длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов.
8. Упорядочение мощностей трансформаторов на подстанциях и обеспечение их экономически целесообразного режима.
9. Перевод протяженных сетей на более высокий уровень напряжения.

Программа снижения коммерческих потерь электроэнергии

1. Совершенствование учета электроэнергии.
2. Определение и снижение методической погрешности расчета технических потерь.
3. Борьба с хищениями электроэнергии.
4. Разработка системы поощрений за снижение потерь электроэнергии.
5. Совершенствование работы метрологических служб энергосистемы.
6. Снижение потерь при выставлении счетов.
7. Расчет коммерческих потерь как финансовых убытков энергосистемы.

Пути реализации выделенного комплекса программ по снижению потерь электроэнергии подробно представлены в разработанных нами рекомендациях.

Основной эффект в снижении технических потерь электроэнергии может быть получен за счет технического перевооружения, реконструкции, повышения надежности работы и пропускной способности электрических сетей, сбалансированности их режимов, т.е. за счет внедрения капиталоемких мероприятий.

Эти мероприятия нашли отражение в концепциях развития и техперевооружения электрических сетей на период до 2010 г., разработанных институтами Энергосетьпроект и РОСЭП (Сельэнергопроект).

Тема 8. Живучесть как системное свойство ЭЭС. (4 час.)

Понятие живучести ЭЭС. Каскадные системные аварии как проявления свойства живучести ЭЭС. Особенности моделирования развития аварийных процессов в сложной ЭЭС. Роль системы противоаварийного управления в предотвращении развития каскадных системных аварий в сложных ЭЭС. Восстановление сложных ЭЭС после крупных системных аварий. Советчики и тренажеры диспетчера по предотвращению развития и ликвидации крупных системных аварий в сложных ЭЭС.

Мероприятия по снижению технических потерь электроэнергии делят на организационные и технические.

К организационным относятся мероприятия по совершенствованию эксплуатационного обслуживания электросетей и оптимизация рабочих схем сетей, оптимизация режимов работы сетей, т.е. оптимизация мест размыкания линий с двусторонним питанием, снижение неоднородности сети (оптимизация мест размыкания контуров электросетей с различными номинальными напряжениями), оптимизация установившихся режимов электрических сетей по реактивной мощности, перевод генераторов электростанций в режим синхронных компенсаторов, определение оптимальной мощности компенсирующих устройств, оптимизация распределения нагрузки между подстанциями основной сети 110 кВ и выше переключениями в ее схеме, оптимизация рабочих напряжений в центрах питания разомкнутых электрических сетей, отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на трансформаторных подстанциях с двумя и более трансформаторами, отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой,

выравнивание электрических нагрузок по фазам, снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

К техническим мероприятиям относятся мероприятия по реконструкции, модернизации сетей, замене или установке дополнительного оборудования – такого как регулируемые компенсирующие устройства для оптимизации потоков реактивной мощности и снижения недопустимых или опасных уровней напряжения в узлах сетей, – управляемые шунтирующие реакторы, статические компенсаторы реактивной мощности, замена перегруженных проводов и трансформаторов, замена недогруженных трансформаторов, установка линейных регуляторов напряжения, установка и ввод в работу на трансформаторах с РПН устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации, установка автоматически регулируемых конденсаторных установок, установка вольтодобавочных трансформаторов с поперечным регулированием, перевод сетей на более высокий уровень напряжения, оптимизация загрузки электрических сетей за счет строительства линий и подстанций, установка многофункциональных устройств повышения качества электроэнергии.

Все перечисленные мероприятия по снижению технических потерь достаточно хорошо известны. Ниже рассмотрены те из них, которые целесообразно реализовать в первую очередь в распределительных электрических сетях.

Рекомендации по оптимизации уровней напряжения в распределительных сетях

В разомкнутых сетях 35-110 кВ необходимо регулировать напряжение в центрах питания, где должны быть установлены трансформаторы с РПН. Регулировать напряжение нужно, исходя из минимума потерь электроэнергии в них при техническом ограничении по качеству электроэнергии.

В сетях 6-10 кВ следует применять встречное регулирование напряжения, т.е. напряжение должно быть наиболее высоким в период больших нагрузок и наиболее низким – в период малых нагрузок. Если в сетях 6-10 кВ в центре

питания (ЦП) стоят трансформаторы с ПБВ, то функции обеспечения регулирования напряжения в этих ЦП переносятся на трансформатор с РПН в ЦП сети более высокого напряжения.

Расчет законов регулирования напряжения трансформаторов с РПН должен производиться на основании вероятностно-статистического анализа отклонения напряжения на шинах 6-10 кВ всех ЦП в режиме наибольших и наименьших нагрузок с одновременной регистрацией соответствующих им ответвлений трансформаторов.

Оптимизация напряжений начинается снизу-вверх, т.е. с сети 6-10 кВ до 220 кВ включительно. После выбора законов регулирования напряжения в сети 6-10 кВ осуществляется переход к его оптимизации в ЦП сетей 35 кВ.

Поднять напряжение на шинах 35 кВ трансформатора 110-220/35 кВ, не изменяя его в сетях 6-10 кВ, можно лишь при изменении у всех трансформаторов 35/6-10 кВ коэффициентов трансформации на такую же величину, но в обратном направлении. Поэтому для всех ЦП сетей 6-10 кВ нужно определить оставшийся после оптимизации диапазон изменения коэффициентов трансформации в сторону снижения напряжения на шинах 6-10 кВ. Трансформатор, для которого эта величина окажется минимальной, определит предельно возможное повышение напряжения в сети 35 кВ. Аналогично поступают с регулированием напряжения в сети 110 кВ.

Относительное изменение нагрузочных потерь энергии, ΔW , в сторону снижения при регулировании напряжения рекомендуется определять по формуле

$$\delta W = 1,5 \frac{\delta U}{100} \Delta W ,$$

где δU – относительное изменение напряжения, %; ΔW – потери электроэнергии до оптимизации уровней напряжения.

При регулировании напряжения снижение потерь электроэнергии целесообразно определять способом сведения всех режимов к двум расчетным.

В этом случае распределение потерь ΔW между режимами наибольших и наименьших нагрузок выражается соотношениями

$$\Delta W_1 = \frac{t_1}{t_1 + k_{II} t_2} \Delta W; \quad \Delta W_2 = \frac{k_{II} t_2}{t_1 + k_{II} t_2} \Delta W,$$

где t_1, t_2 – соответственно эквивалентная продолжительность наибольших и наименьших нагрузок.

$$t_1 = \frac{k_3 - k_{min}}{1 - k_{min}} T; \quad t_2 = (1 - t_1) T; \quad k_{II} = \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1},$$

где k_3 – коэффициент заполнения графика нагрузки; k_{min} – отношение минимальной нагрузки к максимальной; T – годовое число часов, равное 8760 ч.; $\Delta P_1, \Delta P_2$ – соответственно потери мощности в режимах наибольших и наименьших нагрузок; ΔW – суммарные потери электроэнергии в сети.

Снижение потерь электроэнергии при изменении напряжений в режимах наибольших и наименьших нагрузок на $\delta U'$ и $\delta U''$ соответственно составят

$$\delta W = 0,015 \frac{\Delta W}{t_1 + k_{II} t_2} (t_1 \cdot \delta U' + k_{II} \cdot t_2 \cdot \delta U'').$$

Оптимизацию напряжений в ЦП целесообразно проводить два раза в год – для режима зимнего и летнего графиков нагрузки.

В сетях 110-220 кВ наиболее выгодным является наибольший допустимый уровень напряжения по условиям работы изоляции и условиям регулирования напряжения в распределительных сетях. Однако в этом случае увеличиваются потери холостого хода трансформаторов. Их нужно снижать, регулируя ответвления РПН (т.е. коэффициент трансформации) трансформаторов.

Это можно выполнить только при достаточном количестве регулирующих устройств и при обеспечении положительного баланса реактивной мощности в основных узлах сети. Второе условие может быть обеспечено при установке управляемых шунтирующих реакторов поперечной компенсации.

Компенсация реактивной мощности

Такое мероприятие – важнейшее для уменьшения потерь в распределительных сетях, так как самое эффективное. Выбор мощности и места установки компенсирующих устройств необходимо производить из условия максимальной прибыли с помощью методов математического программирования.

В табл. 1 приведены показатели эффективности применения ККУ.

Таблица 1. Показатели эффективности применения ККУ

Показатель	При установке КУ в промышленных и городских сетях, получающих питание от подстанций напряжением, кВ			При установке КУ в сельских сетях, получающих питание от подстанций напряжением, кВ		
	220/6-10	110/6-10	35/6-10	220/10	110/10	35/10
Нагрузочные потери мощности, %:						
в сетях 35 кВ и выше	1,1	2,9	3,7	1,1	2,9	3,7
в сетях 6-20 кВ	3,8	3,8	3,8	7,6	7,6	7,6
всего	4,9	6,7	7,5	8,7	10,5	11,3
Оптимальный коэффициент реактивной мощности на шинах 6-20 кВ	0,23	0,16	0,14	0,13	0,1	0,09
Удельное снижение потерь мощности, кВт / Мвар:						
в сетях 35 кВ и выше	10	26	31	9	25	29
в сетях 6-20 кВ	28	25	24	52	49	48
всего	38	51	55	61	74	77
Удельное снижение потерь электроэнергии, кВт·ч / квар:						
в сетях 35 кВ и выше	61	160	190	55	153	177
в сетях 6-20 кВ	170	153	147	320	300	295
всего	231	313	337	375	453	472
Срок окупаемости, лет	3,1	2,2	2	1,8	1,4	1,3
Среднее повышение уровня напряжения в сети, %	1,6	2,6	1,7	2,1	2,9	1,9

В распределительных сетях целесообразно применять как поперечную, так и продольную компенсацию реактивной мощности. Так как установка компенсирующих устройств при их автоматическом регулировании – мероприятие капиталоемкое, то пока целесообразно экономически стимулировать потребителей к установке компенсирующих устройств путем гибкой системы скидок и надбавок к тарифу на электроэнергию.

С этой целью рекомендуется определить оптимальное значение экономических коэффициентов мощности для сетей всех уровней напряжения. Кроме того, следует учитывать, что при вводе комплектных конденсаторных установок 0,4 кВ в сельских сетях удельное снижение потерь электроэнергии в среднем составляет 450, а в промышленных и городских сетях – 300 кВт·ч/квар.

Оптимизация режимов в энергетических сетях

К этой группе мероприятий относятся: экономическое распределение электрических нагрузок между электростанциями с учетом финансовых потоков, определение и задание оптимальных режимов потребления реактивной мощности промышленными предприятиями и другими типами нагрузок, оптимизация режимов работы компенсирующих устройств и трансформаторов, оптимизация коэффициентов трансформации силовых трансформаторов; экономическое распределение потоков мощности в неоднородных замкнутых сетях путем выбора неуравновешенных коэффициентов трансформации мощности на трансформаторах связи сетей разных номинальных напряжений, выбора и установки специальных трансформаторов продольно-поперечного регулирования, размыкания распределительных сетей в оптимальных точках, а также выравнивание графиков электрических нагрузок на подстанциях.

Оптимизация схем электрических сетей и мест размыкания

Эта группа мероприятий включает оптимизацию мест размыкания контуров электросетей с различными номинальными напряжениями, а также мест размыкания линий 6-35 кВ с двусторонним питанием.

Оба указанных метода должны обеспечивать минимум потерь активной энергии с учетом вероятностного характера изменения параметров режима и качества информационных потоков.

Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок

Отключение одного из параллельно работающих трансформаторов целесообразно, когда происходящее при этом снижение потерь холостого хода

оказывается бóльшим, чем увеличение нагрузочных потерь из-за перераспределения суммарной нагрузки между меньшим числом трансформаторов.

Данное мероприятие широко применяется в энергосистемах. В литературе приводятся условия, когда отключение малозагруженных трансформаторов приводит к снижению потерь электроэнергии. Однако его реализация должна проводиться с учетом требований по надежности электроснабжения.

Перевод протяженных электрических сетей на более высокий уровень напряжения

Это мероприятие эффективно, так как дает снижение потерь энергии в квадрате, но не относится к малозатратным и не всегда технически осуществимо.

Из структуры коммерческих потерь электроэнергии следует, что их можно представить в виде суммы двух составляющих: потерь, обусловленных погрешностями, недостоверным или неполным учетом и хищениями электроэнергии и потерь при выставлении счетов. Отсюда основные пункты программы снижения коммерческих потерь можно объединить в следующих рекомендациях.

Совершенствование учета отпущенной в электрическую сеть и полезно потребленной электроэнергии

Типовой перечень мероприятий по совершенствованию и повышению точности учета электроэнергии включен в отраслевую инструкцию и в циркуляр РАО «ЕЭС России» от 23.01.99 №01-99(Э).

Главными из них являются:

замена старых, отработавших свой ресурс индукционных счетчиков класса точности 2,5 на новые; это позволит повысить учитываемый полезный отпуск электроэнергии в среднем на 10-12%;

поверка и метрологическая аттестация ТТ и ТН в рабочих условиях эксплуатации, внедрение соответствующих поверочных средств для измерительных трансформаторов всех ступеней напряжения;

установка дополнительных счетчиков, ТТ и ТН, обеспечивающих учет отпуска и потерь электроэнергии по ступеням напряжения;

разработка программы расчета и ее аттестация по приведенному в монографии методу и алгоритмам уточненного расчета технических потерь;

активизация внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) на электростанциях, подстанциях, у крупных потребителей с постепенным переходом к внедрению АСКУЭ бытового потребления;

информационная и функциональная увязка АСКУЭ и автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) ПЭС;

создание автоматизированных баз данных по потребителям электроэнергии (юридическим и физическим лицам) с их привязкой к электрическим сетям для контроля за динамикой объема потребления электроэнергии по месяцам и годам и ее соответствием динамике объема выпускаемой продукции (например, расчет и анализ фактических и допустимых небалансов электроэнергии по электрическим сетям);

широкое внедрение счетчиков прямого включения с предоплатой.

Практическая реализация перечисленных мероприятий требует значительных капиталовложений и времени, но и позволит уменьшить коммерческие потери электроэнергии (максимум на 50%) .

В условиях общего спада нагрузки и отсутствия средств на развитие, реконструкцию и техперевооружение электросетей становится все более очевидным, что каждый вложенный рубль в совершенствование системы учета окупается значительно быстрее, чем затраты на повышение пропускной способности сетей и даже на компенсацию реактивной мощности.

Тема 9. Особенности планирования развития сложных ЭЭС. (2 час.)

Иерархия задач планирования развития централизованно управляемой ЕЭС РФ. Специфика задач развития ЭЭС в условия либерализации. Подходы к обоснованию решений по развитию ЭЭС в условиях либерализации. Формализованная методология планирования развития сложных ЭЭС.

Определение и снижение методической погрешности расчета технических потерь электроэнергии

Для выполнения этой рекомендации и был разработан метод уточненного расчета потерь электроэнергии в условиях неполноты и некорректности исходной информации. Его внедрение позволит снизить методическую погрешность расчета до 1%, а следовательно, и соответствующую составляющую коммерческих потерь.

Борьба с хищениями электроэнергии

Хищения электроэнергии составляют от 30 до 50% коммерческих потерь. Борьба с хищениями должна вестись планомерно, постоянно и по всем направлениям, начиная с оснащения контролеров приборами по выявлению скрытых проводок, образцовыми однофазными счетчиками, токоизмерительными клещами на телескопических изолирующих штангах для измерения токов на вводах и т.п. до замены голых проводов на вводах в частные владения на изолированные кабели; выноса, приборов учета за границу частных владений; применения счетчиков электроэнергии, защищенных от хищений электроэнергии, в том числе установки счетчиков совместно с УЗО и т.п.

В выявлении и ликвидации хищений электроэнергии очень важен учет «человеческого фактора»:

обучение и повышение квалификации персонала;

осознание персоналом важности для предприятия в целом и его работников лично эффективного решения поставленной задачи;

мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;

связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения коммерческих потерь, ожидаемых и получаемых результатах;

ужесточение мер уголовной, административной и материальной ответственности за хищения электроэнергии.

Чтобы требовать от персонала Энергосбыта, предприятий и работников электросетей выполнения нормативных требований по поддержанию системы учета электроэнергии на должном уровне, достоверному расчету технических потерь и выполнению мероприятий по снижению потерь, персонал должен знать эти нормативные требования и уметь их выполнять.

Кроме того, в энергосистемах и на предприятиях должна быть разработана, утверждена и эффективно действовать система поощрения за снижение потерь электроэнергии в сетях, выявление хищений электроэнергии с обязательным оставлением части полученной прибыли от снижения потерь (до 50%) в распоряжении персонала, получившего эту прибыль.

Очень важен контроль руководителей энергосистемы, предприятий электросетей и Энергосбыта за эффективностью работы контролеров, мастеров и монтеров РЭС, чтобы предотвратить получение ими личного дохода с виновников хищений, «помощи» потребителям по несанкционированному подключению к сетям и т.п.

В конечном счете в энергосистеме должен быть создан такой экономический механизм, который бы ставил в прямую зависимость рост зарплаты персонала от его квалификации, активности и эффективности действий в сфере снижения потерь.

Снижение потерь при выставлении счетов

В связи с ростом дебиторской задолженности по уже выставленным счетам (потерь при востребовании оплаты, $\Delta W_{кв}$) все более актуальным становится максимально возможное уменьшение этой задолженности. Международные эксперты предлагают включать $\Delta W_{кв}$ в состав коммерческих потерь, т.к. потери при востребовании оплаты, не увеличивая абсолютной величины коммерческих потерь, могут наносить экономике энергосистемы не

меньший ущерб, чем коммерческие потери, умноженные на среднеотпускной тариф. Такой подход имеет принципиальное значение, так как в этом случае задача снижения потерь приобретает законченный смысл и становится общей комплексной задачей обеспечения финансовой и экономической устойчивости.

Коммерческие потери должны рассчитываться не только в киловатт-часах, как составляющая баланса электроэнергии, но и в денежном выражении, как финансовые убытки энергопредприятия, как явно упущенная его выгода в форме недополученной прибыли, включающая в себя потери при востребовании оплаты за поставленную клиентам электроэнергию.

При снижении генерируемых мощностей в системе происходят изменения частоты и напряжения. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты и напряжения. Для регулирования частоты используется изменение генерируемой активной мощности путем изменения пуска энергоносителя (пара или воды) в турбину.

Далее рассматриваются характеристики первичных двигателей – тепловых и гидравлических турбин.

В случае регулируемой турбины увеличения ее скорости и сражения приведет в действия автоматический регулятор скорости (АРС), который обеспечит уменьшение подачи энергоносителя в турбину, чтобы сохранить постоянной ее скорость вращения. Принцип работы АРС основан на обратной отрицательной связи системы регулирования.

Если АРС после окончания переходного процесса восстанавливает прежнюю скорость – регулирование называется астатическим, в противном случае – статическим. Вводится понятие крутизны характеристики регулирования, т.е. коэффициента равного тангенсу угла наклона характеристики АРС к оси абсцисс. При статической характеристике регулятор скорости турбины оказывает стабилизирующее действие на частоту ЭЭС и называется первичным регулятором частоты, а процесс изменения частоты по его действиям – первичным регулированием частоты. Эффективность первичного регулирования частоты зависит от статизма регулятора скорости.

Для дополнительной корректировки частоты после первичного регулирования применяют вторичное регулирование, в процессе которого изменяют мощность турбины в зависимости от частоты в системе. Вторичное регулирование выполняет автоматический регулятор частоты (АРЧ).

Статизм характеристики регулятора – это величина обратная коэффициенту крутизны. Вводится понятие коэффициента резерва, т.е. отношения номинальной генерирующей мощности к фактической нагрузке. Турбины станций ЭЭС снабжены статическими регуляторами скорости, для которых записывается закон первичного регулирования.

Осуществляя вторичное регулирование, можно получить эффект астатического регулирования. Наиболее просто вторичное регулирование осуществляется с помощью одной станции. Такой метод называется методом ведущей станции по частоте.

При аварийных отключениях генераторов применяют ААРЧ – автоматическую аварийную разгрузку по частоте, которая заключается в отключении системной автоматической части потребителей.

3 Самостоятельная работа студентов

3.1. График самостоятельной работы студентов

№ недели	№ темы	Наименование вопросов изучаемых на лекции	Занятия (номера) Практич. (семина.)	Используемые наглядные и методические пособия	Самостоятельная работа студентов		Формы контроля
					Содержание	Час	
1	2	3	4	5	6	7	8
	1	Содержание вопросов изучаемых на лекции приведены в подразделе 1.2.		Схема Амурской энергосистемы. Однолинейные схемы эл. сетей и подстанций	Индустриальная модель организации ЭЭС. Основные принципы и этапы либерализации в ЭЭС. Различные формы организации конкуренции в ЭЭС. Опыт либерализации ЭЭС в различных странах мира. Особенности и проблемы либерализации электроэнергетики и ЕЭС России. Глобальные тенденции в развитии ЭЭС.	4	Блиц-опрос на лекции
	2			Макеты опор ВЛ. Лазерные пленки для проектоскопа	Системные условия и ограничения в работе ЭЭС, их особенности при реализации различных форм организации ЭЭС. Высшие гармоники в ЭЭС. Непрерывность электроснабжения потребителей. Явления и процессы системного характера, ухудшающие непрерывность электроснабжения потребителей. Влияние ЭЭС на окружающую среду.	4	Блиц-опрос на лекции
	3			Воропай Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: Учебное пособие.	Примеры различных математических описаний синхронных машин, комплексной нагрузки, электрической сети ЭЭС в зависимости от их размещения в системе, реакции на возмущения и других системных факторов.	4	Блиц-опрос на лекции
	4			Воропай Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: Учебное пособие.	Изучение и анализ характерных графиков эл. нагрузок (ГЭН) различных потребителей. Расчет и анализ характеристик ГЭН на ПЭВМ. Способы задания генераторов при расчете эл. сетей. Выбор способа задания на эл. нагрузки для различных классов сетей по напряжению и функциональному признаку	2	Блиц-опрос на лекции

1	2	3	4	5	6	7	8
	5			Воропай Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: Учебное пособие.	Характеристики исходных условий в части множества схем, режимов и возмущений для анализа сложных ЭЭС. Структурный анализ, особенности и примеры его применения для классификации и анализа исходных условий. Выбор расчетных условий для исследований ЭЭС в установившихся и переходных режимах. Нормативные требования к расчетным условиям в ЭЭС.	2	Блиц-опрос на лекции Тестирование
	6			Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / В.В. Ершов и др. ред. В.А. Строева.	Принципы и критерии упрощения математических моделей сложных ЭЭС для исследования установившихся и переходных режимов. Преобразование схем ЭЭС. Упрощение математического описания элементов и ЭЭС в целом. Эквивалентирование сложных ЭЭС в установившихся и переходных режимах.	2	Защиты индивидуальных заданий Блиц-опрос на лекциях
	7			Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / В.В. Ершов и др. ред. В.А. Строева.	Возможности и направления использования системных свойств сложных ЭЭС для повышения эффективности методов анализа их установившихся и переходных режимов. Примеры реализации эффективных методов анализа установившихся и переходных режимов сложных ЭЭС с учетом их системных свойств.	4	Блиц-опрос на лекциях
	8			Теоретические основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев, Н.И. Воропай и др.	Понятие живучести ЭЭС. Каскадные системные аварии как проявления свойства живучести ЭЭС. Роль системы противоаварийного управления в предотвращении развития каскадных системных аварий в сложных ЭЭС. Восстановление сложных ЭЭС после крупных системных аварий. Советчики и тренажеры диспетчера по предотвращению развития и ликвидации крупных системных аварий в сложных ЭЭС.	4	Блиц-опрос на лекциях
	9			Теоретические основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев, Н.И. Воропай и др.	Иерархия задач планирования развития централизованно управляемой ЕЭС. Специфика задач развития ЭЭС в условиях либерализации. Подходы к обоснованию решений по развитию ЭЭС в условиях либерализации.	2	Блиц-опрос на лекциях.

3.2. Методические указания по выполнению контрольных работ.

Контрольные работы для студентов заочной формы обучения

Обе работы даны в нескольких вариантах, поэтому задание каждый студент получает индивидуально от преподавателя.

Как правило, номер варианта совпадает с порядковым номером фамилии студента в журнале академической группы.

Контрольная работа № I.

Для указанной на рисунке конфигурации сети необходимо выбрать трансформаторы подстанций, сечение проводов линий, (по экономической плотности тока), произвести уточненный расчет режима работы сети, определить потери энергии во всех элементах сети в течение года (8760 часов). Исходные данные: мощности нагрузок подстанций, напряжение на шинах питающих подстанций, длина линий приведены в таблице № 1.

Принять время использования максимальной нагрузки равным $T_m=3000$ часов, материал проводов ЛЭП - алюминий, напряжение электроприемников, подключенных к низкой стороне подстанций - 10 кВ. Расположение проводов на опорах - горизонтальное, расстояние между проводами - 4,5 м.

Мощность на одотрансформаторной подстанции выбирается из условия $S_m \geq S_p$. Если на подстанции установлены два трансформатора одинаковой мощности, то мощность одного трансформатора определяется по условию $S_m \geq (0,65 \div 0,75)S_p$.

При расчете линии с двухсторонним питанием считать начальные фазы напряжений на зажимах источников имеющими нулевые начальные фазы, а следовательно уравнительный поток мощности - активным.

Контрольная работа № 2.

Для заданной конфигурации местной разомкнутой сети рассчитать: сечение проводов указанным методом; потоки мощностей на участках сети и напряжение в узлах, потери мощности на участках сети и выразить их в процентах от мощности, протекающей по участку; ущерб недоотпуска электроэнергии при аварийном отключении одного из участков (указанного в задании); выбрать компенсирующее устройство для каждой нагрузки из условия, что $\operatorname{tg}\varphi_3 = 0,2$. Исходные данные: длины участков, напряжение на зажимах источника, мощности нагрузок, коэффициенты мощности нагрузок, коэффициенты мощности нагрузок и номер схемы сети приведены в таблице 2. Считать, что провода на опоре расположены по вершинам равностороннего треугольника, материал проводов - алюминий.

При выполнении контрольной работы следует помнить, что заданным методом выбирается сечение проводов магистрали. Если отпайки от магистрали содержат только один участок с нагрузкой в конце, то сечение проводов на нем выбирать как для линии с нагрузкой в конце. Если отпайка содержит 2 участка, по её следует рассматривать как вторую магистраль и применять требуемый метод выбора сечений проводов.

Контрольная работа для студентов заочной формы обучения

Контрольная работа для студентов сокращенной заочной формы обучения включает выполнение заданий:

- «Выбор элементов электрической сети»,
- «Выбор синхронных компенсаторов»,
- «Выбор устройств продольной компенсации»,
- «Расчет неполнофазных режимов».

Решения всех типов задач показаны в учебных пособиях:

1. Воропай Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: Уч. пособие. - Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 2000.-273 с.
2. Теоретические основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев, Н.И. Воропай и др. - Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1997. - 336 с.

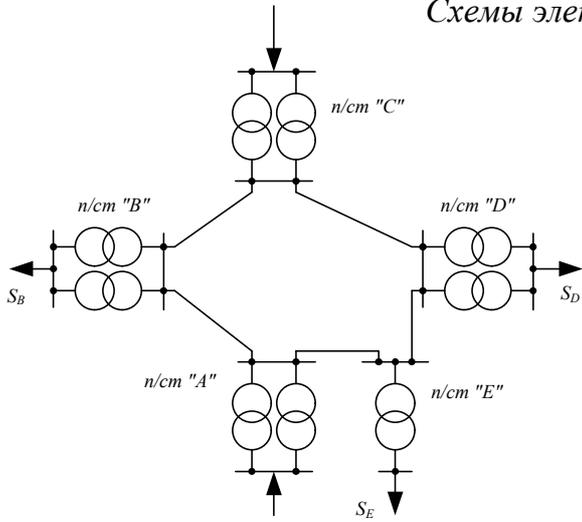
Таблица №1

№ Вариант	№ Схемы	U _A , кВ	U _C , кВ	U _D , кВ	S _A , МВА	tg φ _A	S _B , МВА	tg φ _B	S _D , МВА	tg φ _D	S _E , МВА	tg φ _E	L _{AB} , км	L _{BC} , км	L _{AC} , км	L _{CD} , км	L _{DE} , км	L _{AE} , км	L _{BE} , км	L _{BD} , км	Метод расчета
1	1,1	110	115	-	-	-	39	0,45	57	0,63	48	0,62	45	95	-	40	38	63	-	-	По полным сопротивлениям
2	1,2	-	220	-	83	0,49	42	0,51	43	0,52	55	0,46	100	70	-	75	83	67	-	-	Расщепление сети
3	1,3	-	121	-	50	0,44	25	0,41	18	0,40	20	0,51	38	67	-	57	45	60	-	40	Контурных мощностей
4	1,4	-	115	-	22	0,50	38	0,38	40	0,57	37	0,44	29	78	30	65	45	30	-	-	Преобразование сети
5	1,5	-	112	-	70	0,33	50	0,41	65	0,41	53	0,34	40	100	-	45	70	14	40	-	Узловых напряжений
6	1,5	-	230	-	27	0,41	43	0,40	50	0,43	18	0,60	42	90	-	40	75	60	80	-	Преобразование сети
7	1,4	-	115	-	37	0,35	28	0,37	35	0,40	22	0,50	20	63	28	48	35	40	-	-	Контурных мощностей
8	1,3	-	121	-	30	0,44	18	0,50	37	0,51	14	0,37	40	50	-	40	38	37	-	44	Узловых напряжений
9	1,2	-	220	-	90	0,35	45	0,40	40	0,45	25	0,50	60	70	-	60	50	30	-	-	По полным сопротивлениям
10	1,1	115	120	-	-	-	35	0,33	30	0,50	20	0,40	50	30	-	35	30	50	-	-	-//-
11	1,2	-	220	-	82	0,30	40	0,42	23	0,50	38	0,46	67	86	-	57	29	50	-	-	Расщепление сети
12	1,4	-	121	-	25	0,42	22	0,47	35	0,45	40	0,50	40	37	30	38	25	35	-	-	Преобразование сети
13	1,3	-	325	-	45	0,30	35	0,50	25	0,40	70	0,87	72	52	-	48	52	40	-	60	-//-
14	1,1	116	110	-	-	-	35	0,45	47	0,45	36	0,35	25	30	-	27	42	45	-	-	По полным сопротивлениям
15	1,5	-	2,27	-	40	0,40	70	0,35	80	0,40	47	0,43	50	120	-	90	50	37	70	-	Контурных мощностей
16	1,1	114	121	-	-	-	25	0,50	45	0,44	40	0,40	30	60	-	45	40	30	-	-	По полным сопротивлениям
17	1,3	-	115	-	30	0,50	35	0,4	28	0,46	45	0,38	70	40	-	50	55	35	-	25	Контурных мощностей
18	1,5	-	220	-	80	0,42	40	0,45	35	0,35	70	0,39	90	70	-	65	50	70	60	-	Последовательных приближений
19	1,4	-	115	-	47	0,37	55	0,34	45	0,41	20	0,34	60	75	40	55	45	26	-	-	-//-
20	1,2	-	225	-	65	0,50	40	0,40	30	0,35	35	0,46	65	100	-	100	40	35	-	-	По полным сопротивлениям
21	1,5	-	115	-	28	0,35	35	0,47	40	0,32	25	0,36	45	40	-	50	25	42	40	-	Преобразование сети
22	1,3	-	121	-	48	0,40	25	0,32	28	0,35	40	0,43	35	42	-	37	62	70	-	28	Узловых напряжений
23	1,2	-	220	-	75	0,45	60	0,49	20	0,40	75	0,37	80	70	-	90	60	45	-	-	Расщепление сети
24	1,1	112	118	-	-	-	37	0,50	35	0,43	20	0,45	28	57	-	42	52	39	-	-	По полным сопротивлениям
25	1,4	-	230	-	45	0,37	85	0,40	80	0,37	40	0,42	70	50	60	35	45	40	-	-	Контурных мощностей
26	1,5	-	220	-	70	0,35	65	0,41	60	0,38	80	0,32	100	70	-	45	60	50	30	-	Последовательных приближений
27	1,2	-	220	-	50	0,40	80	0,35	30	0,45	67	0,50	80	60	-	50	45	35	-	-	Расщепление сети
28	1,1	113	117	-	-	-	45	0,33	50	0,30	40	0,35	70	50	-	40	50	38	-	-	По полным сопротивлениям
29	1,3	-	121	-	32	0,40	25	0,35	20	0,41	27	0,45	30	45	-	25	40	30	-	40	Контурных мощностей
30	1,5	-	115	-	35	0,42	47	0,37	50	0,35	40	0,42	40	30	-	20	38	34	55	-	Последовательных приближений

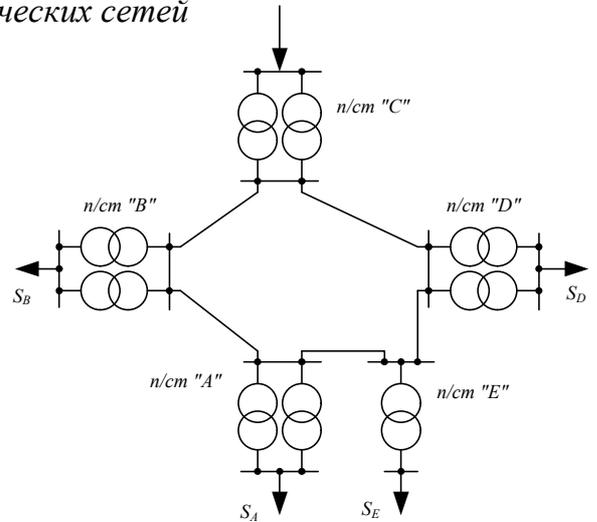
Таблица №2

№ Вариант	№ Схемы	U _Л , кВ	S _В , кВА	tg φ _В	S _С , кВА	tg φ _С	S _Д , кВА	tg φ _Д	S _Е , кВА	tg φ _Е	S _Г , кВА	tg φ _Г	L _{АВ} , м	L _{ВС} , м	L _{СД} , м	L _{СЕ} , м	L _{ЕГ} , м	L _{СГ} , м	L _{ДГ} , м	L _{ДЕ} , м	L _{ВЕ} , м	L _{ВГ} , м	Участок	Метод выбора сечений провода
1	2,8	10,5	18,0	0,42	120	0,40	100	0,45	70	0,35	60	0,43	1000	1000	1500	-	-	-	-	510	700	-	DE	F = const
2	2,7	6,3	120	0,13	80	0,45	120	0,37	90	0,42	80	0,42	1200	800	700	600	-	-	900	-	-	-	CE	V = min
3	2,6	3,15	80	0,37	70	0,41	50	0,47	50	0,43	50	0,4	800	400	600	-	-	-	-	-	200	200	BE	j = const
4	2,5	0,4	15	0,32	10	0,34	8	0,41	8	0,45	10	0,35	100	100	70	-	-	50	-	-	50	-	BE	F = const
5	2,4	6,3	100	0,39	50	0,45	50	0,36	100	0,38	70	0,37	700	400	200	-	200	2	-	-	-	250	BF	V = min
6	2,3	3,15	55	0,35	80	0,40	75	0,43	65	0,32	80	0,39	1000	700	800	1000	-	800	-	-	-	-	CE	j = const
7	2,2	0,4	20	0,47	12	0,39	10	0,36	8	0,41	12	0,43	70	90	80	-	-	-	60	50	-	-	DE	F = const
8	2,1	10	200	0,41	150	0,43	100	0,45	60	0,36	50	0,32	1400	1000	800	700	600	-	-	-	-	-	CD	j = const
9	2,1	6,3	150	0,36	70	0,37	50	0,41	75	0,42	50	0,40	800	700	600	400	200	-	-	-	-	-	FE	V = min
10	2,2	6,0	80	0,43	90	0,47	80	0,39	65	0,44	55	0,34	1300	800	1000	-	-	-	600	550	-	-	CF	j = const
11	2,3	10,5	200	0,42	150	0,35	100	0,35	80	0,43	80	0,43	1700	1500	1000	600	-	400	-	-	-	-	BF	F = const
12	2,4	10,7	170	0,47	80	0,43	80	0,45	70	0,46	90	0,48	2000	1500	700	-	500	-	-	-	-	600	CD	V = min
13	2,5	3,15	75	0,37	70	0,57	65	0,60	35	0,75	40	0,50	750	550	600	-	-	400	-	-	300	-	CF	F = const
14	2,6	6,3	150	0,70	100	0,64	70	0,57	80	0,52	50	0,47	1500	1500	1000	-	-	-	-	-	700	800	BF	V = min
15	2,7	0,4	10	0,80	15	0,50	7	0,60	10	0,64	12	0,48	70	80	60	50	-	-	50	-	-	-	BF	j = const
16	2,8	6,3	150	0,75	70	0,68	70	0,70	80	0,59	60	0,65	1200	500	800	-	-	-	-	600	500	-	BE	F = const
17	2,4	0,4	12	0,54	15	0,45	10	0,57	8	0,50	5	0,52	180	100	140	-	60	-	-	-	-	60	CD	V = min
18	2,3	6,5	160	0,63	110	0,61	77	0,52	80	0,66	40	0,43	1300	900	500	800	-	250	-	-	-	-	CD	j = const
19	2,2	0,4	15	0,51	10	0,64	10	0,57	5	0,70	7	0,50	200	150	80	-	-	-	100	95	-	-	CD	V = min
20	2,1	10,5	210	0,40	160	0,58	135	0,52	100	0,67	45	0,35	1500	1500	800	500	400	-	-	-	-	-	CD	F = const
21	2,5	3,15	140	0,59	95	0,55	75	0,70	50	0,60	50	0,70	600	550	480	-	-	400	-	-	350	-	CD	j = const
22	2,6	6,3	100	0,58	180	0,60	150	0,61	70	0,53	80	0,46	900	800	700	-	-	-	-	-	400	700	CD	F = const
23	2,7	0,4	25	0,37	17	0,40	10	0,50	10	0,45	5	0,48	100	150	50	60	-	-	70	-	-	-	DF	V = min
24	2,8	3,5	30	0,50	60	0,47	90	0,50	35	0,53	60	0,55	800	600	580	-	-	-	-	250	400	-	CD	j = const
25	2,3	3,0	135	0,70	120	0,5	125	0,55	80	0,57	75	0,40	600	700	300	300	-	500	-	-	-	-	CE	F = const
26	2,2	10,5	300	0,50	190	0,45	110	0,65	170	0,52	145	0,56	1000	1500	500	-	-	-	800	1600	-	-	DE	V = min
27	2,1	3,2	152	0,64	125	0,52	80	0,50	70	0,49	65	0,50	600	450	700	250	300	-	-	-	-	-	CD	j = const
28	2,4	10,0	140	0,60	170	0,55	100	0,61	130	0,70	70	0,62	1600	1500	1400	-	800	-	-	-	-	700	CD	F = const
29	2,6	6,3	130	0,53	130	0,40	75	0,54	60	0,52	55	0,40	1500	1350	800	-	-	-	-	-	400	700	BF	j = const
30	2,8	6,0	132	0,53	125	0,57	70	0,43	85	0,51	75	0,65	1000	800	750	-	-	-	-	650	700	-	CD	V = min

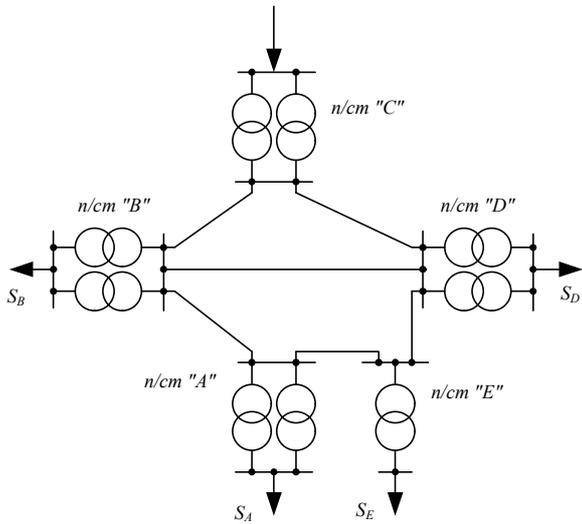
Схемы электрических сетей



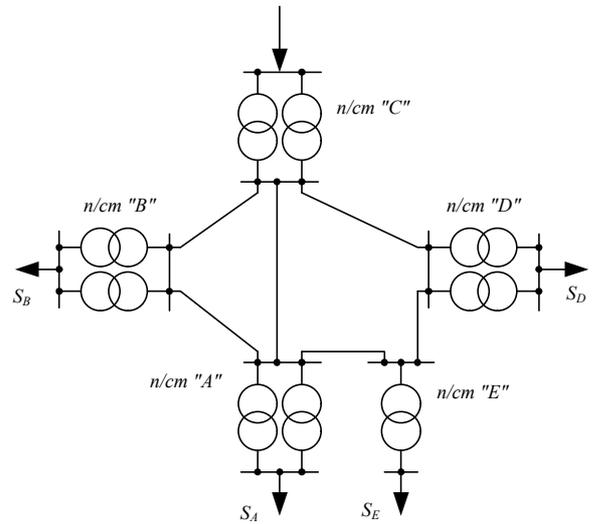
Puc 1.1



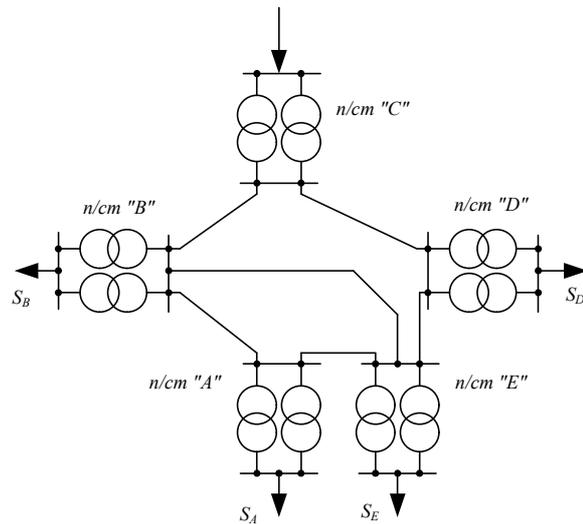
Puc 1.2



Puc 1.3



Puc 1.4



Puc 1.5

Варианты схем сети

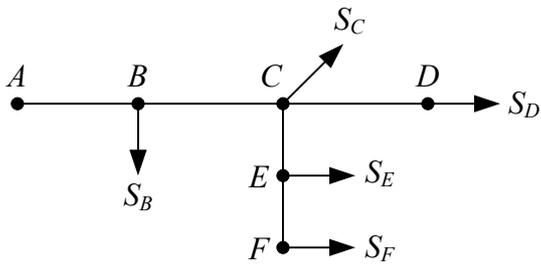


Рис. 2.1

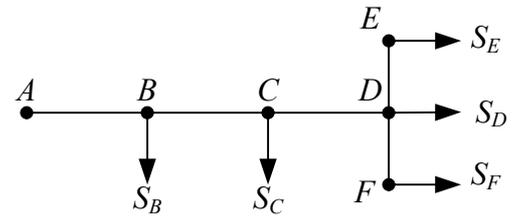


Рис. 2.2

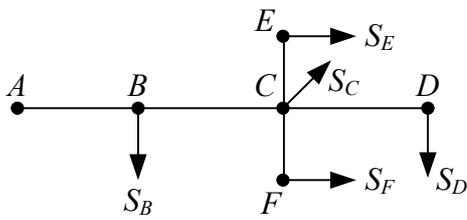


Рис. 2.3

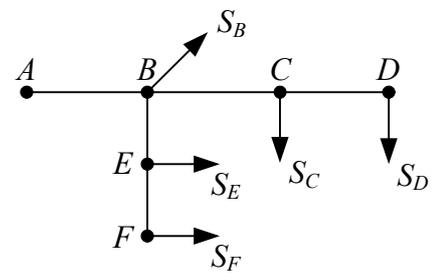


Рис. 2.4

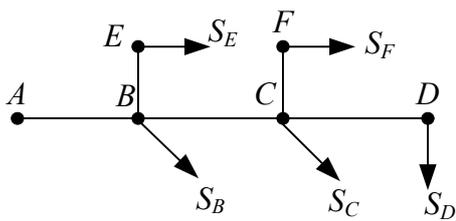


Рис. 2.5

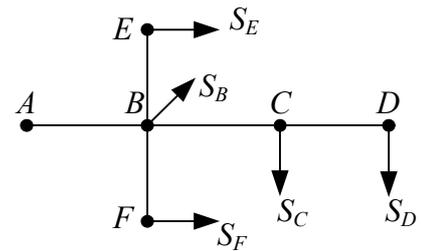


Рис. 2.6

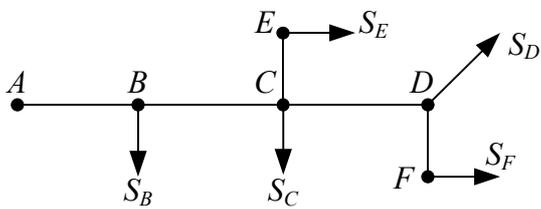


Рис. 2.7

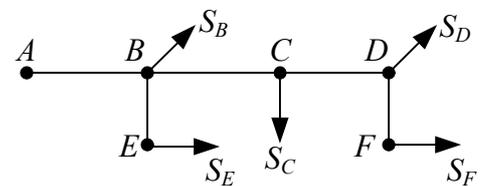


Рис. 2.8

Проектирование электрических сетей.

1. Приведенные народнохозяйственные затраты как критерий сравнения вариантов электрической сети. Л. (1) стр.277-297, (6) стр.217-225
2. Выбор сечений проводов в районных и местных электрических сетях. Л. (1) стр.340-356, (6) стр.236-256, (4) стр.275-292.
3. Выбор мощности компенсирующих устройств и их целесообразное размещение. Л. (1) стр.361-369, (6) стр.258-267
4. Проверка проводов и тросов на механическую прочность. Л. (1) стр.374-400
5. Показатели качества электроэнергии и их нормирование. Способы их улучшения. Л. (1) стр.303-310, (6) стр.177-200, (4) стр.17-23

Вопросы для самопроверки.

1. Какие статьи расходов и отчислений учитываются в формуле приведенных затрат?
2. На что расходуются отчисления от капиталовложений?
3. Как определить потери энергии в линии, если известен график нагрузки?
4. Что такое время использования максимальной нагрузки?
5. Что такое время потерь?
6. Как выбираются сечение проводов в районных электрических сетях?
7. Как выбираются сечения проводов в местных электрических сетях?
8. Какие проверки выбранных сечений проводятся при проектировании районных и местных электрических сетей?
9. От каких факторов зависит стоимость потерянной электроэнергии?
10. Как определить вероятность отключенного состояния элемента электрической сети?

11. Как оценить вероятность перерыва электроснабжения в разомкнутой сети или кольцевой сети?
12. По каким критериям выбирается мощность компенсирующих устройств?
13. Какие механические нагрузки действуют на провода и тросы?
14. Для чего составляется уравнение состояния провода?
15. Как используется понятие о критических пролетах при проверке проводов на механическую прочность?
16. Какую характеристику провода можно определить, используя понятие критической температуры?
17. Перечислить показатели качества электроэнергии и их допустимые величины согласно ГОСТ 13109-97.

Изучая приведенные затраты, как критерий сравнения вариантов, необходимо обратить внимание на то, что отчисления от стоимости линий резко отличаются от отчислений от стоимости оборудования подстанций; что потери энергии можно рассчитать быстрее, если использовать понятие время потерь.

Знакомясь с методикой выбора сечений проводов магистрали по допустимой потере напряжения, следует обратить внимание на ограничения, накладываемые на исходные условия; уяснить какие проверки необходимо выполнить выбранным сечением в местных и районных электрических сетях.

Раздел об оценке ущерба от недоотпуска электроэнергии изучается с увязкой с курсом "Математические задачи энергетики". Необходимо проработать особенности определения вероятной длительности перерыва электроснабжения в разомкнутых и кольцевых сетях.

Изучая раздел, посвященный показателям качества электроэнергии, следует особое внимание обратить на причины вызывающие отклонение показателей качества от их нормируемых значений.

Анализ режимов длинных линий электропередачи.

1. Пропускная способность ЛЭП. Л. (2) стр.25-32
2. Физические процессы в линии при $P=P_{нт}$, $P>P_{нт}$, $P<P_{нт}$. Л. (6) стр.154-163.
3. Об особенностях линий с половинной длины волны. Л. (6) стр.163-166.
4. Схемы ЛЭП переменного и постоянного тока. Л. (2) стр.35-27, 53-57

Вопросы для самопроверки.

1. Что называется пропускной способностью ЛЭП?
2. Какими путями можно увеличить пропускную способность ЛЭП?
3. Что значит настроить ЛЭП на определенную длину?
4. Как влияет зарядная мощность линии на пропускную способность?
5. Что называется натуральной мощностью линии?
6. Чем характерен режим ЛЭП, когда $P=P_{нт}$, $P>P_{нт}$, $P<P_{нт}$?
7. Чем характерен режим холостого хода линии?
8. Схемы построения ЛЭП переменного тока.
9. Схемы построения ЛЭП постоянного тока.
- 10.Преимущества и недостатки ЛЭП переменного тока в сравнении с ЛЭП постоянного тока.

Изучая материал, следует обратить внимание на возможность настройки ЛЭП переменного тока на другую длину с целью изменения пропускной способности линии.

Необходимо обратить внимание на физическую сущность процессов передачи энергии по ЛЭП, если $P=P_{нт}$, $P> P_{нт}$, $P<P_{нт}$, а также самого понятия "натуральная мощность линии".

Регулирование режимов электрических сетей.

1. Регулирование напряжения в электрических сетях. Литература (1) стр.310-335, (6) стр.185-196, (4) стр.49-58, 301-315
2. Методы уменьшения потерь энергии в сети. (Оптимизация режимов). Литература (1) стр.268-275, (6) стр. 167-181, (4) стр. 241-261.
3. Регулирование частоты в электрической системе. Литература (3) стр.265-279, (6) стр.202-217, (4) стр.36-44.
4. Особые режимы электрических сетей. Литература (1) стр.401-419, (6) стр.196-200.

Вопросы для самопроверки:

1. В чем отличие метода регулирования напряжения с помощью трансформаторов с ПБВ и трансформаторов с РПН?
2. В чем особенность метода централизованного регулирования напряжения в центре питания?
3. Что такое встречное регулирование напряжения?
4. Как влияет включение установки продольной компенсации на напряжение в конце линии?
5. Как влияет включение установки поперечной компенсации, подключенной в узловой точке кольцевой сети, на режим напряжений во всех узлах?
6. Какие существуют методы оптимизации режимов электрических сетей?
7. Каким путем можно оптимизировать режим работы разомкнутой сети?
8. Что должно служить критерием выбора метода оптимизации режима электрической сети?
9. Что такое первичное регулирование частоты?
10. В чем суть вторичного регулирования частоты?
11. Какие требования предъявляются к станции, ведущей частоту?
12. В чем особенность регулирования частоты в объединенной энергосистеме в отличие от локальной энергосистемы?

13. Какие режимы работы сети считаются особыми и почему?
14. Как оценить уровень несимметрии при предельной несимметрии элементов сети?
15. В чем особенность составления схемы замещения сети при несимметрии нагрузки?
16. Как оценить уровень несинусоидальности в сети?

Работая над изучением материала, необходимо обратить внимание на особенности регулирования напряжения в местных электрических сетях и районных, области применения того или иного метода регулирования.

При изучении методов оптимизации режимов электрических сетей нужно обратить внимание на технико-экономические показатели того или иного метода оптимизации, определяющих области применения средств и методов.

Рассматривая способы регулирования частоты необходимо обратить внимание на необходимость учета пропускной способности ЛЭП, связывающей отдельные энергосистемы между собой; на выбор места расположения станций ведущей частоту, требования, предъявляемые к таким станциям.

4. Перечень программных продуктов, используемых студентами при изучении данной дисциплины

При изучении данной дисциплины используются следующие программы и программно-вычислительные комплексы: MathCad; Visio; СДО-6; RASTR; KR NET, CURS PM, «Расчет сети».

Все вышеперечисленные ПВК широко используются в практической деятельности выпускников и изучаются ранее.

Методические указания по данным программным продуктам изложены в УМКД дисциплин «Информатика», «Пакеты прикладных программ», поэтому в данном УМКД не приводятся.

5. Методические указания по применению современных информационных технологий

Состав информационных технологий, используемых при изучении данной дисциплины:

1. Презентации лекций, слайды – на каждую лекцию.
2. Электронные варианты электрических схем энергетических компаний Дальневосточного региона.
3. Схемы, рисунки, таблицы под медиакомплекс.
4. Лазерные пленки к проектоскопу – 16 штук.
5. Комплект индивидуальных заданий по дисциплине: домашних и выдаваемых на лекциях.
6. Промышленные программно-вычислительные комплексы «СДО-6», "RASTR", пакет автоматизации математических расчетов «MathCad».
7. Презентации занятий.
8. Электронный подбор материалов по тематике лекций.

9. Электронные варианты учебников и учебных пособий в библиотеке кафедры.

10. Справочные материалы.

К информационной составляющей УМК относятся учебники, учебные пособия методические разработки. Т.е. их электронные издания (ИЭ). Информационная составляющая является электронным аналогом с:

возможностью использования наряду со статическими текстами и изображениями мультимедийных ресурсов (звука и видео);

наличием встроенных средств навигации, позволяющих пользователю переходить к основной странице издания, предыдущей, следующей странице издания, просмотреть оглавление всего издания или его раздела;

возможность оперативного внесения изменений после публикации.

Электронные издания существуют в различных представлениях. Возможно представление изданий в формате текстового процессора, например Word, публикация издания в переносимом формате, например Adobe PDF.

Следующей формой публикации ЭИ является публикация во Всемирной паутине в формате HTML с использованием других технологий, например CSS для стилевого оформления, динамического HTML – для создания динамических документов, Macromedia Flash для анимации.

ЭИ допускает многовариантное представление с различной функциональностью для работы с помощью различных пользовательских агентов. Состав версий ЭИ обеспечивает работу с ним на персональном компьютере и распечатку его на бумаге. Электронное представление ЭИ позволяет хранить его на любых электронных носителях и доставлять через сеть.

Разница проведения практических занятий при очном и дистанционном видах обучения определяется организацией взаимодействия между обучаемым и преподавателем, а также степенью взаимодействия между

обучаемыми. В очном образовании преподаватель может управлять ходом решения задач в реальном времени, направляя обучаемых, комментируя и объясняя типичные ошибки. Взаимодействие между обучаемыми позволяет быстрее находить решения, кроме того, обучаемые получают опыт совместной работы.

В заочном образовании, обучаемый получает комплект, состоящий из задачника, задания, методических указаний, примеров решения задач, справочных материалов. Участие преподавателя сводится к проверке полученных по почте решений.

Дистанционный вариант проведения практических занятий отличается от заочного возможностью оперативного общения между обучаемыми и преподавателем.

Способы общения между преподавателем и обучаемыми в заочной и сокращенной заочной формах обучения:

общение по электронной почте – этот способ является предпочтительным, позволяя его участникам читать и подготавливать сообщения в удобное для них время;

общение через web-форумы, организуемые на web-серверах учебного заведения;

общение с помощью служб мгновенных сообщений и чатов.

Способ доставки учебного контента: лично; по почте; электронные средства доставки (ftp, http, E-mail); комбинированные средства доставки.

Средства взаимодействия между преподавателем и обучаемыми вынесены из состава УМК, например электронную почту, форумы, чаты целесообразно совместно использовать под несколько ЭУМК.

6. Контроль качества образования

6.1. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов.

В процессе изучения дисциплины используются следующие виды контроля знаний студентов: входной контроль; текущий контроль; рубежный контроль; экзаменационный (итоговый) контроль; самоконтроль знаний.

Виды и цели контроля

Входной контроль зависит от цели обучающего курса и его специфики. Он определяет готовность студента к работе по курсу (роль допуска к обучению), выполняет диагностические функции, выявляет пробелы в знаниях, компенсируемые процессом дополнительного обучения. Обучающий курс становится адаптивным (каждый учащийся идет своим путем в зависимости от его начального уровня). Работа по тестовым заданиям настраивает студента на предметную область, вводит в терминологию, способствует актуализации знаний, становится стартовой площадкой для новой темы. Обычно входной контроль редок (вступительные экзамены, допуск к лабораторной работе), но при компьютеризации обучения его частота повышается.

Текущий контроль – диагностика знаний, умений и навыков (ЗУН) и коррекция обучения в процессе усвоения темы, позволяющая исправлять недостатки обучения и достигать необходимого уровня его усвоения.

Рубежный контроль – это проверка уровня усвоения очередного раздела курса. Студенту предлагается творческая задача, задача повышенной сложности или задача, предусматривающая перенос усвоенных знаний на другой материал. Успешное решение задачи показывает, что учащийся овладел всей системой знаний и действий, предусмотренных целями

обучения по данной теме. Рубежная проверка позволяет обучаемому запрашивать необходимый справочный или информационный материал, советы, разъяснения ошибок, наводящие вопросы. Задания должны быть адекватны этапу познавательной деятельности, элементу которого соответствует серия нескольких заданий. Рубежный контроль может быть входным для изучения последующего материала и поддержки уровня знаний при перерывах в обучении, что характерно для студентов заочной и сокращенной заочной форм. Итогом рубежного контроля являются результаты контрольных точек.

Экзаменационный (итоговый) контроль. Если проверка исходного уровня – «входной» контроль, то заключительный контроль показывает полученные результаты «на выходе». Он представляет собой серию заданий по всему материалу, которую обучаемый должен решить самостоятельно. По результатам экзаменационного контроля учащийся получает отметку.

Самоконтроль знаний – наиболее простой вид. Обычно это вопросы и задачи, на которые учащийся пытается ответить самостоятельно. При затруднении он может обратиться к учебнику и найти в нем ответы. Основная цель самоконтроля – самоутверждение, достижение уверенности в усвоении учебного материала, хотя это может и не соответствовать действительности.

Таким образом, основные цели разных видов контроля следующие: самоутверждение; готовность к изучению нового материала; проверка уровня усвоения; поддержка адаптивного обучения и уровня знаний; формирование базы оценок для определения рейтинга обучаемых. Программные средства контроля знаний должны обеспечивать все стадии его проведения: от идентификации до выдачи результатов.

Контроль (диагностика) знаний, умений, навыков (ЗУН) включает в себя выполнение некоторого множества заданий, характеризуемых трудностью и сложностью. Трудность задания определяется уровнем усвоения, на

диагностику которого оно направлено. Сложность характеризуется числом существенных операций в нем, в т.ч. и свернутых.

Педагогически корректное задание для контроля знаний студентов должно быть: содержательно валидным (построенным на содержании предшествующего обучения); функционально валидным (проверка того, для чего его используют); объективным; однозначным; специфичным (требующим конкретных ЗУН, а не общей эрудиции); способным разделить учащихся на знающих и незнающих.

Подбор заданий в группу основан на репрезентативности (полноте охвата дисциплины или ее раздела ограниченной выборкой); однородности (равноценности содержания и трудности наборов заданий); рандомизации (гарантии не предъявления одного и того же набор заданий).

Входной контроль выполняется в виде тестовых заданий. Формами текущего контроля являются блиц-опрос студентов на каждой лекции по пройденному материалу (5-7 минут), опрос на практических занятиях, защита индивидуальных домашних заданий, рефераты.

Рубежный контроль предусматривает выполнение контрольных работ, комплексных заданий, направленных на проверку эвристических способностей студентов, углубленного изучения материала, коллоквиум.

Итоговый контроль – это экзамен по дисциплине. Экзаменационный билет должен включать два теоретических вопроса и задачу. Предусмотрено три типа сложности задач: простой, средней и повышенной сложности. Студенту предлагается выбор задачи по сложности в зависимости от того, на какую оценку он претендует. Если студент не справляется с задачей средней или повышенной сложности, то предлагается простая задача, отсутствие решения которой приводит к неудовлетворительной оценке на экзамене.

Рекомендуется при оценке знаний студентов на экзамене учитывать его работу в семестре.

6.2. Фонды тестовых и контрольных заданий для оценки качества знаний

Комплексные задания для оценки качества знаний по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» утверждены в 2006 г. в УМО в области энергетики и электротехники.

Ниже приведен пример таких заданий.

Комплексное задание по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» Вариант № 5

Источниками питания электрической сети, конфигурация которой показана на рис., являются ГЭС (однолинейная схема прилагается) и подстанция питающей сети с номинальными напряжениями 500/220/110/35 кВ. Нагрузки и категоричность потребителей приведены в таблице 1. От подстанции 2 питается авиазавод и коммунально-бытовая нагрузка. Для коммунально-бытовых электроприемников подстанции 2, доля которых составляет 20%, известен график нагрузки /см. рис. 2/. Установленная мощность потребителей авиазавода приведена в приложении. Схемы подстанций 1 и 3 прилагаются к билету.

Конфигурация эл.сети

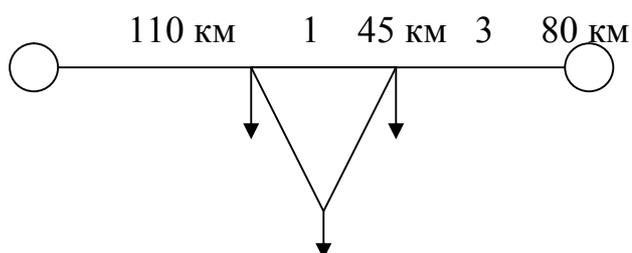


Рис.1

График нагрузки п/с 2.

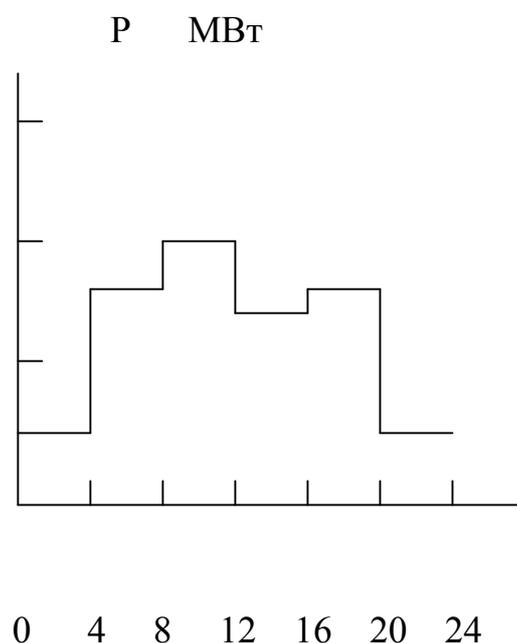


Рис.2

Таблица 1. Суммарные нагрузки трансформаторов подстанций и категорийность потребителей.

№ подстанции	P _{ср} МВт	Q _{ср} Мвар	P _{эф} МВт	Q _{эф} Мвар	P _{мах} МВт	Q _{мах} Мвар	Категорийность потребителей		
							I	II	III
1	92	36	99	40	110	43	20	60	20
3	77	32	85	35	93	38	12	60	28

Примечание: процентное отношение нагрузок средней и низкой сторон трансформаторов составляет для подстанции 1 - 60% / 40%; для подстанции 3- 70% / 30%.

Разработать электрическую сеть, решив при этом следующие вопросы:

1. Разработать однолинейную электрическую схему сети, выбрав все необходимые параметры.
2. Разработать однолинейную схему подстанции 2 и оценить ее надежность.
3. Выбрать и проверить вводной выключатель подстанции 1. Конструкция и эксплуатация изоляции данного выключателя.
4. Какие средства для ограничения перенапряжений необходимо установить в электрической сети? Выбрать их для предложенной схемы. Их конструкция и характеристики.
5. В чем заключается регулирующий эффект нагрузки? Рассмотреть на примере подстанции 2 предложенной схемы.
6. Выбрать релейную защиту воздушной линии ГЭС – подстанции 1. Расписать алгоритм выбора уставок основной защиты ВЛ.
7. Как выбрать номер ответвления РПН трансформатора? Показать на примере подстанции 1.

Приложение к билету № 5

От подстанции 2 получает питание авиационный завод, доля нагрузки которого составляет 80% нагрузки подстанции.

Состав нагрузок завода следующий:

Наименование	P, кВт
1. Линейный цех черных металлов	12500
2. Линейный цех цветных металлов	7500
3. Обработка блоков двигателей	3520
4. Обработка деталей двигателей	2480
5. Сборка и испытание двигателей	2270
6. Штамповочный цех деталей корпуса самолета	4460
7. Штамповочный цех деталей покрытия самолета	2360
8. Производство мелких деталей	4480
9. Сборка остова самолетов	3520
10. Сборка самолетов полностью	2800

6.3. Экзаменационный контроль.

Вопросы к зачету

1. Основные определения: система элемент, подсистема, связь, состояние, функционирование и развитие.
2. Цели и функции системы.
3. Свойства современных электроэнергетических систем, реальное состояние и процессы.
4. Структура. Связность. Сложность систем.
5. Поведение, нелинейность, устойчивость системы.
6. История и закономерности развития ЭЭС.
7. Основные существующие и перспективные энергообъединения.
8. Специфические явления и процессы в сложных ЭЭС, их реальные примеры.
9. Спектр процессов в ЭЭС.
10. Свойства сложных ЭЭС (сложность и неоднородность структуры, многомерность, множественность возмущений и т.д.).
11. Индустриальная модель организации ЭЭС.
12. Различные формы организации конкуренции в ЭЭС. Опыт либерализации ЭЭС в различных странах мира,
13. Глобальные тенденции в развитии ЭЭС.
14. Системные условия и ограничения в работе ЭЭС, их особенности при реализации различных форм организации ЭЭС.
15. Высшие гармоники в ЭЭС. Явления и процессы, связанные с высшими гармониками в основной сети ЭЭС.
16. Выявление и компенсация высших гармоник в основных сетях ЭЭС.
17. Непрерывность электроснабжения потребителей. Явления и процессы системного характера, ухудшающие непрерывность электроснабжения потребителей.
18. Неблагоприятные проявления энергетических процессов и электрической энергии и безопасность ЭЭС.
19. Множественность математических моделей основных элементов сложных ЭЭС в установившихся и переходных режимах в зависимости от конкретных условий и решаемых задач.
20. Математическая модель как описание системы.
21. Основные принципы формирования моделей.
22. Линейные системы. Метод Гаусса.
23. Нелинейные системы. Метод касательных (метод Ньютона).
24. Структурный анализ, особенности и примеры его применения для классификации и анализа исходных условий.
25. Выбор расчетных условий для исследований ЭЭС в установившихся и переходных режимах. Нормативные требования к расчетным условиям в ЭЭС.
26. Принципы и критерии упрощения математических моделей сложных ЭЭС для исследования установившихся и переходных режимов.
27. Преобразование схем ЭЭС
28. Упрощение математического описания элементов и ЭЭС в целом.
29. Эквивалентирование сложных ЭЭС в установившихся и переходных режимах.
30. Особенности методов анализа установившихся и переходных режимов сложных ЭЭС.
31. Понятие живучести ЭЭС.
32. Каскадные системные аварии как проявления свойства живучести ЭЭС.
33. Особенности моделирования развития аварийных процессов в сложной ЭЭС.
34. Роль системы противоаварийного управления в предотвращении развития каскадных системных аварий в сложных ЭЭС.

7. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава

Лекции	Практические занятия	Лабораторные занятия	Контроль за качеством знаний студентов	Экзамен
Докт. техн. наук, проф. Воропай Н.И.			Докт. техн. наук, проф. Воропай Н.И.	Докт. техн. наук, проф. Воропай Н.И.

8. Список использованных источников

Основная литература

1. Воропай Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: Учебное пособие. - Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 2000.-273 с.
2. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для энергетических спец. вузов / Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. - М.: Высшая школа, 1998. - 511 с.
3. Пелисье Р. Энергетические системы. - М.: Высшая школа, 1982, - 335 с.
4. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / В.В. Ершов и др. ред. В.А. Строева./ - М.: Высшая школа, 1999. - 35 с.

Дополнительная литература

5. Перегудов Ф.И., Тарасенко Ф.П. Введение в системный анализ: Учебное пособие для вузов. - М.: Высшая школа, 1989. - 367 с.
6. Денисов А.А., Колесников Д.Н. Теория больших систем управления: Учебное пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 367 с.
7. Теоретические основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев, Н.И. Воропай и др. - Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1997. - 336 с.
8. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование. - Минск; Выш. шк, 1988. - 308 с.
9. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях/ Под ред. В.А. Веникова. - М.: Энергоатомиздат, 1983.

Периодические издания (профессиональные журналы)

1. Энергетик
2. Промышленная энергетика.
3. Электрика
4. Вестник МЭИ
5. Известия вузов «Энергетика»
6. Новости электротехники
7. Электричество
8. Электрические станции
9. Известия РАН
10. Энергетика

Информационное обеспечение дисциплины

1. Центральное Диспетчерское управление (ЦДУ) ЕЭС России <http://www.cdu.elektra.ru/>
2. Служба релейной защиты и автоматики ЦДУ ЕЭС России
<http://www.cdu.elektra.ru/rza/>
3. Объединённое Диспетчерское Управление энергосистемами Востока (ОДУ Востока)
<http://www.oduv.ru/>
4. ОАО "АМУРЭНЕРГО" <http://www.ae.amur.ru/>
5. ОАО "ДАЛЬЭНЕРГО" <http://www.dalenergo.org/>
6. ОАО "ЗЕЙСКАЯ ГЭС" <http://www.rao-ees.ru/zges/>
7. ФОРЭМ <http://www.cdrforem.ru/>