

Федеральное агентство по образованию
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГОУВПО «АмГУ»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой энергетики
_____ Н.В.Савина
«____» _____ 2007 г.

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДИСЦИПЛИНЫ
«Оптимизация в электроэнергетических системах»
для специальности: 140205 – Электроэнергетические системы и сети
«Оптимизация и управление режимами в электроэнергетических системах»
для специальности: 140203 – Релейная защита и автоматизация
электроэнергетических систем

Составитель: докт. техн. наук, проф. Н.Ш. Чемборисова

Благовещенск

2007 г.

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

Н.Ш. Чемборисова

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Оптимизация в электроэнергетических системах» для студентов очной и заочной форм обучения специальности 140205 – Электроэнергетические системы и сети, «Оптимизация и управление режимами в электроэнергетических системах», для специальности: 140203 – Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

Учебно-методический комплекс ориентирован на оказание помощи студентам очной и заочной форм обучения по специальности 140205 – Электроэнергетические системы и сети для формирования специальных знаний в области оптимизации режимов в электроэнергетических системах, которые могут быть использованы специалистами, работающими в сфере эксплуатации или управления энергосистемами на любом уровне (энергосистема, электрическая станция, предприятие электрических сетей).

Аннотация

Настоящий УМКД предназначен в помощь студентам всех форм обучения специальности «Электроэнергетические системы и сети» при изучении дисциплины «Оптимизация в электроэнергетических системах».

При его написании учитывались рекомендации из положения «Об учебно-методическом комплексе дисциплины». УМКД разрабатывался на основе утвержденных в установленном порядке Государственного образовательного стандарта, типовых учебных планов и рабочей программы дисциплины, а также нормативных документов Министерства образования и науки Российской Федерации по вопросам организации учебно-воспитательного процесса. Исключением стали следующие пункты, которые не предусматриваются рабочей программой дисциплины «Оптимизация в электроэнергетических системах»:

- программа дисциплины, соответствующая требованиям государственного образовательного стандарта
- методические рекомендации по проведению лабораторных занятий;
- методические указания по выполнению расчетно-графических работ;
- методические указания по выполнению контрольных работ.

Содержание

1. Рабочая программа дисциплины	5
2. График самостоятельной работы студентов по дисциплине	17
3. Методические рекомендации по проведению практических занятий.....	18
4. Методические рекомендации по проведению лабораторных занятий.....	22
5. Методические рекомендации по выполнению расчетно-графической (контрольной) работы	25
6. Краткий конспект лекций	28
7. Перечень программных продуктов, реально используемых в практике деятель- ности выпускников и соответствующее учебно-методическое пособие	42
8. Методические указания по применению современных информационных тех- нологий для преподавания учебной дисциплины.....	42
9. Методические указания профессорско-преподавательскому составу по орга- низации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов (мате- риалы по контролю качества образования).....	42
10. Комплекты экзаменационных билетов для каждого из предусмотренных эк- заменов по дисциплине и контрольные вопросы к зачету	43
11. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподаватель- ского состава.....	45

1. Рабочая программа дисциплины.

Федеральное агентство по образованию РФ

Амурский государственный университет

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по УНР
Е.С. Астапова

"__" _____ 200__ г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

по дисциплине «Оптимизация в электроэнергетических системах»
специальности: 140205 - Электроэнергетические системы и сети

Наименование	Очная форма обучения	Заочная форма обучения
Курс	4	5
Семестр	8	10
Лекции (час)	45	12
Практические занятия	15	4
Лабораторные занятия	0	4
Самостоятельная работа	40	80
Экзамен	8	10
ВСЕГО часов	100	100

Составитель: д.т.н., проф. Чемборисова Н.Ш..

Факультет *Энергетический*
Кафедра *Энергетики*

2006 г.

Рабочая программа составлена на основании Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования 650900 "Электроэнергетика" по направлению (специальности) 140205; блок СД цикл специальных дисциплин.

Рабочая программа обсуждена на заседании кафедры энергетики

« ____ » _____ 200_ г. (протокол № ____)

Зав.кафедрой _____ (Н.В.Савина)

Рабочая программа одобрена на заседании учебно-методического совета направления (специальности) _____

« ____ » _____ 200_ г. (протокол № ____)

Председатель УМС _____ (_____)

СОГЛАСОВАНО
Начальник УМУ

СОГЛАСОВАНО
Начальник УМС факультета

« ____ » _____ 200_ г.

« ____ » _____ 200_ г.

СОГЛАСОВАНО
Заведующий выпускающей кафедры

« ____ » _____ 200_ г.

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ, ЕЕ МЕСТО В УЧЕБНОМ ПРОЦЕССЕ

Дисциплина «Оптимизация в ЭЭС» является основной профилирующей дисциплиной специальности 140205 «Электрические системы и сети» и предусмотрена Государственным образовательным стандартом в разделе специальных дисциплин под шифром СД- 04.

Государственный образовательный стандарт (выдержки)

СД – 04 Оптимизация в электроэнергетических системах:

исходная информация для решения задачи оптимизации режимов; постановка задачи распределения активной нагрузки между ТЭС, система допущений; метод Лагранжа, алгоритм расчета; формула потерь в сетях, допущения; возможность раздельного решения задачи оптимизации режима по активной и реактивной мощности; оптимизация режима сети по уровням напряжения и реактивной мощности; математическая формулировка задачи, методы ее решения; оптимизация режима системы при наличии ГЭС, математическая формулировка задачи оптимального распределения нагрузок между станциями в такой системе; задачи диспетчерской службы; задачи оптимизации.

1.1 Цель преподавания дисциплины

Целью изучения дисциплины является подготовка инженеров в области современных методов и средств расчета и анализа оптимальных установившихся режимов сложных электроэнергетических систем, содержащих электрические станции различных типов, оптимизации структуры систем и их режимов внутри допустимой области.

1.2 Задачи изучения дисциплины

Задачей изучения дисциплины является освоение студентами современных математических методов оптимизации нелинейных систем и их применение к электроэнергетическим системам с учетом особенностей анализа режимов в таких системах.

1.3 Перечень дисциплин, усвоение которых необходимо студентам при изучении данной дисциплины

Изложение содержания дисциплины базируется на математической и общей электротехнической подготовке и знаниях, полученных при изучении специальных дисциплин «Электрические станции», «Математические задачи энергетики», «Применение ЭВМ в энергетике», «Электрические сети и системы». В лекционном курсе в целостной форме обобщаются полученные ранее знания по законам электротехники и математике и на базе этого формулируются различные алгоритмы поиска оптимального по какому-либо критерию электрического режима, алгоритмы оценки его статической устойчивости. На практических занятиях рассматриваются примеры расчета оптимизации режима по активной и реактивной мощности в сети, оценивается область применения методов в различных режимных ситуациях в энергосистеме, рассматривают расчеты оптимального режима различными методами.

1.4 Требования к уровню освоения содержания дисциплины

В результате освоения дисциплины студенты должны

- знать теоретические основы оптимизации режима в электрической сети; критерии оценки статической устойчивости энергосистем для задач оптимизации
- уметь использовать методы решения оптимизационных задач для определения параметров режимов в энергосистеме;
- иметь навыки использования методов, алгоритмов и программных комплексов для оптимизации режима в условиях рыночных отношений и различных ситуациях в энергосистеме.

2. ЛЕКЦИОННЫЙ КУРС (45 часов)

Восьмой семестр - 45 часов

Тема 1. Введение – 2 часа.

Постановка задачи оптимизации в ЭЭС. Математическая модель оптимизационных задач в общем виде. Технико-экономические задачи.

Тема 2. Основные методы решения задач оптимизации режимов в схеме с ТЭС – 6 часов.

Основные методы оптимизации режима: прямые, неопределенных множителей Лагранжа, градиентные. Критерии оптимальности. Ограничения, накладываемые на физические параметры и условия работы основного оборудования в ЭЭС. Характеристики станций различных типов. Расходные характеристики тепловых станций. Взаимосвязь между расходной характеристикой и характеристикой относительных приростов блоков ТЭС. Учет ограничений в форме равенства в виде уравнений балансов мощностей в узлах сети.

Тема 3. Оптимизация режимов в схеме только с ТЭС – 4 часа.

Оптимизация режима в схеме, содержащей только ТЭС, без учета потерь в сети и с учетом потерь. Простейшая постановка задачи. Принимаемые допущения. Анализ получаемых критериев. Аналитический и графический методы оптимизации режима.

Тема 4. Оптимизация режима в энергосистеме смешанного типа – 4 часа.

Графический метод, метод неопределенных множителей Лагранжа для решения задачи оптимизации режима. Определения оптимальных режимов при каскадной работе ГЭС. Физический смысл и определение неопределенного множителя Лагранжа.

Тема 5. Оптимизация режима с учетом активных потерь в сети – 8 часов.

Аналитический и вариационный методы расчетов производных потерь. Уравнения установившегося режима и оценка допустимой области функциони-

рования ЭЭС. Оптимизация режима по реактивной мощности. Алгоритм расчета оптимального режима с учетом потерь активной мощности в сети.

Тема 6. Комплексная оптимизация режима – 5 часов.

Основные допущения, методы расчета. Оптимизация по реактивной мощности. Методы ввода режима в допустимую область. Оптимизация качества электроэнергии. Оптимизация состава работающих на тепловой станции блоков.

Тема 7. Применение при оптимизации режимов методов ньютоновского типа – 6 часов.

Практическое применение методов ньютоновского типа в задачах оптимизации. Ограничения, заданные в виде неравенств, их учет. Применение метода штрафных функций. Оптимизация режимов в условиях рыночных отношений.

Тема 8. Задачи оптимизации режимов в энергосбережении – 4 часа.

Методы оптимизации режимов в системообразующих сетях и их использование при энергосбережении. Методы оптимизации в распределительных сетях и их применение при энергосбережении.

Тема 9. Оптимизация режимов в краткосрочных циклах управления – 6 часов.

Методы оптимизации режимов в энергосистемах в оперативном и краткосрочном циклах управления. Учет ограничений в задачах оптимизации режимов. Критерии статической устойчивости их применение в задачах оптимизации режимов.

3. ПРИМЕРНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

На практических занятиях рассматриваются примеры расчета оптимизации режима по активной и реактивной мощности в сети, оценивается область применения методов в различных режимных ситуациях в энергосистеме, рассматривают расчеты оптимального режима различными методами. Примерный перечень практических занятий:

3.1 Получение аналитического описания ХОП и расходных характеристик ТЭС, оценка точности результатов решения;

3.2 Решение оптимизационной задачи методом неопределенных множителей Лагранжа;

3.3 Решение оптимизационной задачи графическим методом;

3.4 Поиск оптимальной загрузки станций с учетом потерь в сети;

3.5 Поиск оптимального распределения активных мощностей в схеме с ТЭС и ГЭС;

3.6 Расчет потерь в сети и их производных;

3.7 Оценка уровня статической устойчивости для задачи оптимизации режима.

Практические занятия проводятся при использовании следующей литературы, содержащей алгоритмы расчета и варианты задания:

1. Филлипова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005.
2. Чемборисова Н.Ш. АСДУ и оптимизация режимов / Лабораторный практикум (методические указания к лабораторным работам). Благовещенск: АмГУ. 2002.
3. Н.Ш. Чемборисова, А.В. Пешков Алгоритмизация решения задач АСУ в электроэнергетике (учебное пособие). Благовещенск: АмГУ. 2006.
4. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем, М.: Энергоиздат. 1988. 464 с.

4. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ (4 часа для заочников)

Занятия 3.1, 3.5 из списка практических занятий.

5. ЛАБОРАТОРНЫЕ ЗАНЯТИЯ (4ч. для заочников)

№ темы	Тема занятия	Число часов
1.	Построение суммарной ХОП для трех ТЭС без учета потерь в сети, оптимизация режима.	2
2.	Оптимизация режима в схеме, содержащей ТЭС и ГЭС	2
	ИТОГО	4

Задания и краткая теоретическая информация приведены в методических указаниях к лабораторным работам по курсу:

1. Чемборисова Н.Ш. АСДУ и оптимизация режимов / Лабораторный практикум (методическое пособие). Благовещенск: АмГУ. 2002.
2. Н.Ш. Чемборисова, А.В. Пешков Алгоритмизация решения задач АСУ в электроэнергетике (учебное пособие). Благовещенск: АмГУ. 2006.

Контрольная работа для студентов заочной формы обучения проводится в десятом семестре с привлечением литературных источников /1, 3, 5, 6/.

6. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА СТУДЕНТА (40 часов)

Включает изучение лекционного материала и методической литературы при подготовке к практическим занятиям, самостоятельное решение задач по тематике практических занятий, расчеты по расчетно-графической работе (РГР) или контрольной работе.

6.1. Расчетно - графическая (контрольная) работа

Целью расчетной работы является самостоятельное освоение студентами методов расчетов оптимальных режимов электроэнергетических систем для различных случаев.

Для заданной схемы сети, узлов нагрузки и станций с заданными параметрами отдельных блоков и ограничением на их количество следует получить оптимальный режим работы

- 1) без учета потерь активной мощности в сети;
- 2) с учетом потерь активной мощности в сети;
- 3) с учетом оптимизации состава работающего оборудования;
- 4) по критерию минимума потерь в сети.

Сопоставить варианты и выбрать самый приемлемый.

При подготовке и расчетах используются источники:

1. Филлипова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005.
2. Н.Ш. Чемборисова, А.С. Степанов, В.М. Пейзель. Оптимизация режимов электроэнергетических систем и сетей (учебное пособие). Благовещенск: АмГУ. 2006.
3. Н.Ш. Чемборисова, А.В. Пешков Алгоритмизация решения задач АСУ в электроэнергетике (учебное пособие). Благовещенск: АмГУ. 2006.
4. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. М.: Энергоатомиздат, 1988.

7. ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНТРОЛЬ ЗНАНИЙ

В процессе изучения дисциплины «Оптимизация режимов ЭЭС» предусмотрены следующие виды промежуточного контроля знаний студентов:

- экспресс-опрос лектора по итогам изучения разделов курса;
- выполнение практических работ;
- выполнение расчетно-графической работы.

Для контроля за индивидуальной работой студентов предусмотрены две контрольные точки: первая – выполнение 50% РГР и практических заданий, вторая – выполнение 90% РГР и практических заданий.

8. ВОПРОСЫ К ЭКЗАМЕНУ

1. Общая постановка задачи оптимизации режимов ЭЭС.
2. Математические методы решения задачи оптимизации в ЭЭС: прямой, неопределенных множителей Лагранжа, градиентный.
3. Оптимизация режима в схеме, содержащей только ТЭС, без учета потерь активной мощности в сети.
4. Оптимизация режима в схеме, содержащей ТЭС и ГЭС, без учета потерь активной мощности в сети.
5. Расчет и физический смысл неопределенного множителя Лагранжа.
6. Оптимизация режима по активной мощности с учетом потерь в сети.
7. Алгоритм оптимизации режима по активной мощности с учетом потерь активной мощности в сети.
8. Аналитическая формула потерь активной мощности в сети и получение производных.
9. Методы расчета установившегося режима в задачах его оптимизации.
10. Расчет производных потерь активной мощности в сети и сетевых коэффициентов методом численного дифференцирования.
11. Графическая оптимизация режима в схеме, содержащей только ТЭС, без учета потерь активной мощности в сети.
12. Графическая оптимизация режима в схеме, содержащей ТЭС и ГЭС, без учета потерь активной мощности в сети.
13. Графическая оптимизация режима по активной мощности при учете потерь в сети.
14. Получение расходной характеристики станции по ХОП, получение ХОП по расходной характеристике станции.
15. Оптимизация режима по активной мощности с использованием расходных характеристик (2 станции).
16. Оптимизация режима по реактивной мощности (минимизация потерь активной мощности в сети).

17. Комплексная оптимизация режима.
18. Минимизация потерь активной мощности в сети при изменении внешних активных перетоков.
19. Оптимизация качественных показателей электроэнергии.
20. Ремонт основного оборудования электрических станций (общие положения).
21. Упрощенная модель задачи оптимального планирования ремонтов.
22. Задание ограничения в виде штрафных функций.
23. Задание ограничения методом барьеров.
24. Задание ограничений в виде равенств.
25. Формирование функции Лагранжа при задании ограничений в виде равенств.
26. Формирование функции Лагранжа при задании ограничений в виде равенств и штрафных функций.
27. Оптимизация состав основного оборудования станций.
28. Расчет неопределенного множителя Лагранжа при оптимизации режима в схеме с ГЭС.
29. Специфика решения задачи оптимизации режима по активным мощностям станций в условиях рынка.
30. Оптимизация режима по активным мощностям станций в условиях рыночных отношений.
31. Взаимосвязь задач энерго- и ресурсосбережения с задачами оптимизации режимов.
32. Энергосбережение и оптимизация в системообразующих сетях.
33. Энергосбережение и оптимизация в распределительных сетях.

10. ЛИТЕРАТУРА

Основная:

1. Филлипова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005.

2. Под редакцией Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике, М., изд-во МЭИ, 2000. 648 с.
3. Чемборисова Н.Ш. АСДУ и оптимизация режимов / Лабораторный практикум (методические указания к лабораторным работам). Благовещенск: АмГУ. 2002.
4. Н.Ш. Чемборисова, А.В. Пешков, Е.И. Дорошенко Управление режимами электроэнергетических систем (учебное пособие). Благовещенск: АмГУ. 2006.
5. Н.Ш. Чемборисова, А.С. Степанов, В.М. Пейзель. Оптимизация режимов электроэнергетических систем и сетей (учебное пособие). Благовещенск: АмГУ. 2006.
6. Н.Ш. Чемборисова, А.В. Пешков Алгоритмизация решения задач АСУ в электроэнергетике (учебное пособие). Благовещенск: АмГУ. 2006.

Дополнительная:

- 1.Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. М.: Энергоатомиздат, 1988.
- 2.Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем, М.: Энергоиздат. 1988. 464 с.
- 3.Фазылов Х.Ф., Юлдашев Х.Ю. Оптимизация режимов электроэнергетических систем, Ташкент, Изд-во "Фан", 1987. 145 с.
4. Журналы "Электричество", "Электрические станции", "Известия Российской академии наук. Энергетика" и др.

СРЕДСТВА МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ.

Расчетные компьютерные программы MathCad, Excel

Персональные компьютеры и специальное математическое обеспечение.

Программно-вычислительный комплекс СДО-6.

2. ГРАФИК САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

№	Содержание	Объем в часах	Формы контроля	Сроки (понедельные)
1	2	3	4	5
1	Изучение методов оптимизации, используемых в Амурской энергосистеме	5	защита рефератов на семинаре	1
2	Организационная структура служб электрических режимов Амурского РДУ и ЦУС	5	защита рефератов на семинаре	2
3	Работа энергокомпаний в неоптимальных режимах и их последствия	3	Проверка на семинарских занятиях	3
4	Выполнение индивидуальных расчетных заданий	4	Проверка на практ. занятиях	4
5	Выполнение индивидуальных расчетных заданий	4	Проверка на практ. занятиях	5
6	Выполнение индивидуальных расчетных заданий	4	Проверка на практ. занятиях	6

Примечание. Список литературы, необходимый для изучения вопросов, заданных на самостоятельную работу, приведен в рабочей программы дисциплины.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

Практические занятия по дисциплине удобнее всего проводить в компьютерном классе с использованием программных продуктов Excel, Mathcad. Рассматривается заданная схема, записываются необходимые для решения поставленной задачи уравнения или графики, решение осуществляется с использованием компьютера. После получения решения результаты проверяются подстановкой в уравнения, оценивается осуществимость полученного решения, его физическая обоснованность, делаются необходимые выводы. Решение задачи различными методами дает возможность сопоставления этих методов, выбора наиболее приемлемого.

На практических занятиях рассматриваются примеры расчета оптимизации режима по активной и реактивной мощности в сети, оценивается область применения методов в различных режимных ситуациях в энергосистеме, рассматривают расчеты оптимального режима различными методами. Примерный список тем практических занятий:

1. Получение аналитического описания ХОП и расходных характеристик ТЭС, оценка точности результатов решения (2 часа).
2. Решение оптимизационной задачи методом неопределенных множителей Лагранжа (2 часа)
3. Решение оптимизационной задачи графическим методом (2 часа)
4. Поиск оптимальной загрузки станций с учетом потерь в сети (2 часа).
5. Поиск оптимального распределения активных мощностей в схеме с ТЭС и ГЭС (2 часа)
6. Расчет потерь в сети и их производных (2 часа).
7. Оценка уровня статической устойчивости для задачи оптимизации режима (3 часа).

Практические занятия для заочников (4 часа)

Занятия:

1. Получение аналитического описания ХОП и расходных характеристик ТЭС, оценка точности результатов решения (2 часа).
2. Решение оптимизационной задачи методом неопределенных множителей Лагранжа (2 часа)

из списка практических занятий.

Для заочников часть рекомендуемых к решению на практических занятиях задач решается самостоятельно.

3.3 Методические указания к практическим занятиям

Занятие 1. Пример получения необходимых для расчетов характеристик

По расходной характеристике методом численного дифференцирования можно приблизительно получить характеристику относительных приростов (ХОП) $b = \phi(P_1)$. Причем (рис.1, 2)

$$b = \frac{dB}{dP} \cong \frac{\Delta B}{\Delta P} = \frac{B^{(2)} - B^{(1)}}{P^{(2)} - P^{(1)}}$$

Обратный переход осуществляется методом численного интегрирования.

Так, площадь ΔB криволинейной трапеции (рис.1) можно приблизительно определить по формуле:

$$\Delta B = \frac{1}{2}(b^{(2)} - b^{(1)})(P^{(2)} - P^{(1)}),$$

тогда

$$B^{(2)} = B^{(1)} + \Delta B$$

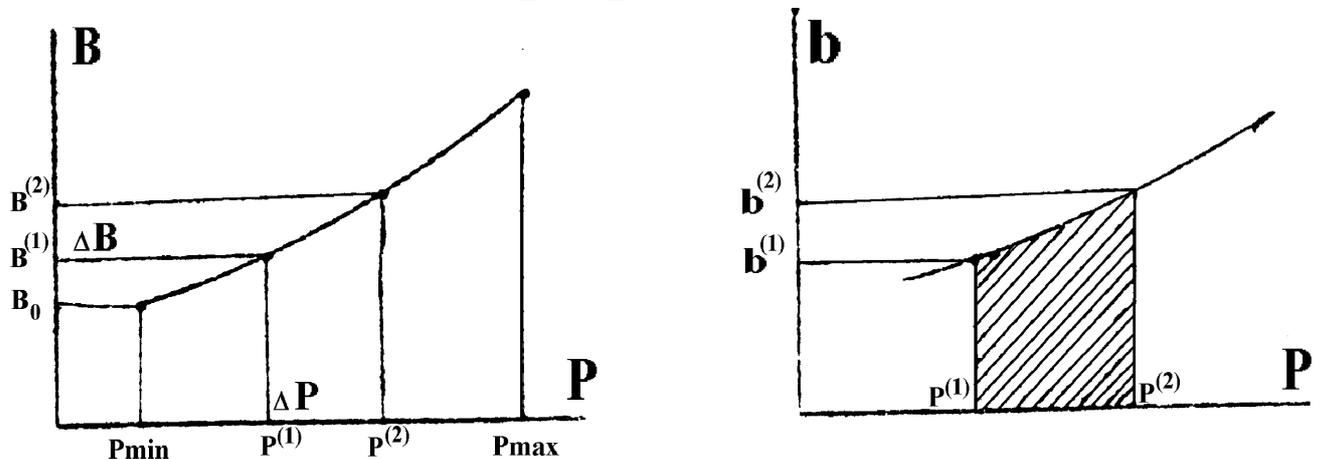
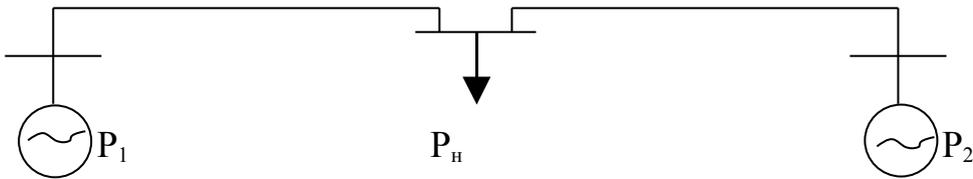


Рис. 1

Рис. 2

Для проверки точности полученного результата можно решить обратную задачу и сопоставить полученные и исходные данные. Вычислив среднюю погрешность, следует оценить приемлемость такого подхода.

Занятие 2. Пример решения задачи оптимизации методом неопределенных множителей Лагранжа



В приведенной схеме требуется распределить мощность нагрузки $P_H = 500$ МВт между двумя тепловыми электростанциями, соответствующие расходные характеристики которых заданы в виде полиномов

$$\begin{aligned} B_1 &= 100 + 0,2 P_1 + 0,001 P_1^2 && \text{т.у.т./ч.}, \\ B_2 &= 60 + 0,2 P_2 + 0,002 P_2^2 && \text{т.у.т./ч.} \end{aligned}$$

Математическая модель задачи

$$\begin{aligned} B &= B_1 + B_2 \rightarrow \min, \\ P_1 + P_2 - P_H &= 0. \end{aligned}$$

Для решения задачи методом неопределенных множителей Лагранжа составляется функция Лагранжа

$$L = B_1 + B_2 + \mu (P_1 + P_2 - P_H) \rightarrow \min.$$

Из достаточного условия минимума функции Лагранжа

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_1} &= 0,2 + 0,002 P_1 + \mu = 0, \\ \frac{\partial L}{\partial P_2} &= 0,2 + 0,004 P_2 + \mu = 0, \\ \frac{\partial L}{\partial \mu} &= P_1 + P_2 - 500 = 0. \end{aligned} \right\}.$$

Полученную систему линейных уравнений можно решить одним из прямых методов, например, методом Крамера

$$\Delta = \begin{bmatrix} 0,002 & 0 & 1 \\ 0 & 0,004 & 1 \\ 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} = -0,006,$$

$$\Delta_1 = \begin{bmatrix} -0,2 & 0 & 1 \\ -0,2 & 0,004 & 1 \\ 500 & 1 & 0 \end{bmatrix} = -2,$$

$$\Delta_2 = \begin{bmatrix} 0,002 & -0,2 & 1 \\ 0 & -0,2 & 1 \\ 1 & 500 & 0 \end{bmatrix} = -1,$$

$$\Delta_3 = \begin{bmatrix} 0,002 & 0 & -0,2 \\ 0 & 0,004 & -0,2 \\ 1 & 1 & 500 \end{bmatrix} = 0,0052,$$

$$P_1 = \frac{\Delta_1}{\Delta} = \frac{-2}{-0,006} = 333,33 \text{ МВт},$$

$$P_2 = \frac{\Delta_2}{\Delta} = \frac{-1}{-0,006} = 166,67 \text{ МВт},$$

$$\mu = \frac{\Delta_3}{\Delta} = \frac{0,0052}{-0,006} = -0,85$$

Таким образом, оптимальными значениями мощностей станций являются :

$P_1 = 333,33 \text{ МВт}$, $P_2 = 166,67 \text{ МВт}$, при которых суммарный расход топлива

$B = 426,667 \text{ т.у.т./ч}$.

Подробное описание алгоритмов решения задач к практическим занятиям, варианты исходных данных приведены в литературе:

1. Филлипова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005.

2. Чемборисова Н.Ш. АСДУ и оптимизация режимов / Лабораторный практикум (методические указания к лабораторным работам). Благовещенск: АмГУ. 2002.
3. Н.Ш. Чемборисова, А.В. Пешков Алгоритмизация решения задач АСУ в электроэнергетике (учебное пособие). Благовещенск: АмГУ. 2006.
4. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем, М.: Энергоиздат. 1988. 464 с.

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

Тема занятия
1. Построение суммарной ХОП для трех ТЭС без учета потерь в сети, оптимизация режима (2 часа).
2. Оптимизация режима в схеме, содержащей ТЭС и ГЭС (2 часа)

Проведение лабораторной работы 1, то есть практическое решение оптимизационной задачи получения минимального расхода топлива можно осуществить по следующей схеме:

1. По заданным ХОП станций $b_i = f(P_i)$ произвести их суммирование и получить эквивалентную характеристику $b_c = f(P_c)$;
2. Для рассматриваемой нагрузки энергосистемы на эквивалентной характеристике определяется b_c по значению P_c ;
3. На ХОП каждой станции отыскиваются мощности P_1, P_2, \dots, P_m соответствующие значению b_c .

Пункт 1 выполняется следующим образом.

Задаются значением $b_c^{(1)}$ и проводят прямую параллельную оси абсцисс по всем трем графикам до пересечения с ними. Полученные значения $P_1^{(1)}, P_2^{(1)}$ и $P_3^{(1)}$ суммируются, в результате чего определяется $P_c^{(1)}$:

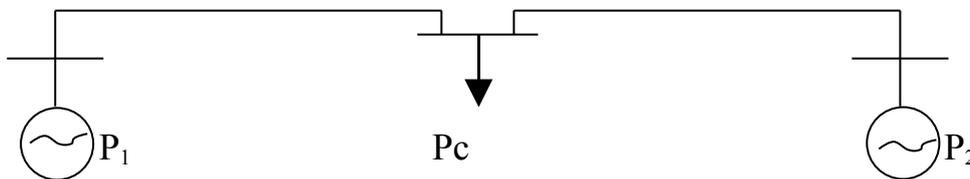
$$P_c^{(1)} = P_1^{(1)} + P_2^{(1)} + P_3^{(1)}$$

На эквивалентной характеристике таким образом получена первая точка с координатами $[b_c^{(1)}, P_c^{(1)}]$. Повторяют эту операцию, задаваясь значениями $b_c^{(2)}, b_c^{(3)}$ до получения

$$P_{c \max} = P_{1\max} + P_{2\max} + P_{3\max}$$

Построив суммарную характеристику, можно теперь, отложив на оси активных мощностей P_c , определить b_c и по нему обратным ходом получить P_1, P_2, P_3 .

Проведение лабораторной работы 2 требует расчета нескольких итераций по известному алгоритму для схемы, приведенной ниже.



В схеме требуется распределить мощность нагрузки P_c между двумя электростанциями, одна из которых – гидравлическая. Соответствующие расходные характеристики заданы в виде полиномов.

Условие баланса электрических мощностей без учета потерь активной мощности в сети запишется как

$$W = P_T + P_G - P_C,$$

где P_T, P_G, P_C – соответственно активные мощности ТЭС, ГЭС и нагрузки ЭЭС. Для ГЭС с суточным циклом регулирования сумма часовых расходов воды $Q^{(t)}$ за сутки должна быть равна заданному суточному притоку воды $Q_{\text{сут.прит. к водохранилищу}}$

$$\sum_{t=1}^{24} Q^{(t)} = Q_{\text{сут.прит.}} = Q_{\text{зад}}$$

Для определения минимума расхода условного топлива на генерирующую ТЭС и ГЭС при условии соблюдения баланса активных мощностей в сети и притока воды на ГЭС составим функцию Лагранжа в виде

$$\sum_{t=1}^{24} B^{(t)}(P^{(t)}) + \sum_{t=1}^{24} \mu W^{(t)} + \lambda \left(\sum_{t=1}^{24} Q^{(t)}(P_G^{(t)}) - Q_{\text{сут.}} \right)$$

и, взяв частные производные от нее, приравняем их к нулю

$$\frac{\partial L}{\partial P_T^{(t)}} = \frac{\partial B_T^{(t)}}{\partial P_T^{(t)}} + \mu^{(t)} = 0,$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_G^{(t)}} = \lambda \frac{\partial Q^{(t)}}{\partial P_G^{(t)}} + \mu^{(t)} = 0,$$

$$\text{где } \frac{\partial W}{\partial P_G^{(t)}} = \frac{\partial W}{\partial P_T^{(t)}} = \mu^{(t)}$$

отсюда

$$-\mu^{(t)} = \frac{\partial B^{(T)}}{\partial P_T^{(t)}} = \lambda \frac{\partial Q^{(t)}}{\partial P_G^{(t)}}$$

Тогда критерием оптимального распределения активной нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС является

$$-\mu^{(t)} = b_T^{(t)} = \lambda q_G^{(t)}$$

Повторяя итерационный расчет для нескольких значений коэффициента Лагранжа, можно добиться равенства заданного и расчетного расходов воды, что служит окончанием расчета.

При выполнении и оформлении лабораторных работ используются литературные источники:

1. Филлипова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005.
2. Чемборисова Н.Ш. АСДУ и оптимизация режимов / Лабораторный практикум (методические указания к лабораторным работам). Благовещенск: АмГУ. 2002.
3. Н.Ш. Чемборисова, А.С. Степанов, В.М. Пейзель. Оптимизация режимов электроэнергетических систем и сетей (учебное пособие). Благовещенск: АмГУ. 2006.
4. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем, М.: Энергоиздат. 1988. 464 с.

Лабораторные занятия по дисциплине следует проводить в компьютерном клас-

се с использованием программных продуктов Excel, Mathcad, языков программирования. Рассматривается заданная схема; записываются исходные данные, необходимые для решения поставленной задачи, уравнения, графики; разрабатывается алгоритм решения, которое осуществляется с использованием компьютера. После получения решения результаты проверяются подстановкой в уравнения, оценивается осуществимость полученного решения, его физическая обоснованность, делаются необходимые выводы.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКОЙ (КОНТРОЛЬНОЙ) РАБОТЫ

Расчетно-графическая (контрольная) работа по дисциплине выполняется студентами самостоятельно в компьютерном классе или дома с использованием компьютера, программных продуктов Excel, Mathcad или языков программирования. Рассматривается индивидуально заданная схема; записываются исходные данные, необходимые для решения поставленной задачи, составляются уравнения; рассматривается алгоритм решения, которое затем осуществляется с использованием компьютера. После получения решения результаты проверяются подстановкой в уравнения, оценивается осуществимость полученного решения, его физическая обоснованность, делаются необходимые выводы. На основе полученных решений выбирается подходящий метод оптимизации.

Целью расчетной работы является самостоятельное освоение студентами методов расчетов оптимальных режимов электроэнергетических систем для различных случаев. Включает изучение лекционного материала и методической литературы при подготовке к самостоятельному выполнению задания, расчеты по расчетно-графической работе.

Для заданной схемы сети, узлов нагрузки и станций с заданными параметрами отдельных блоков и ограничением на их количество следует получить оптимальный режим работы

- 1) без учета потерь активной мощности в сети;

- 2) с учетом потерь активной мощности в сети;
- 3) с учетом оптимизации состава работающего оборудования;
- 4) по критерию минимума потерь в сети.

Сопоставить варианты и выбрать самый приемлемый.

Последовательность и пример выполнения РГР (контрольной работы у студентов заочного обучения) приведены в литературном источнике Н.Ш. Чемборисова, А.С. Степанов, В.М. Пейзель. Оптимизация режимов электроэнергетических систем и сетей (учебное пособие). Благовещенск: АмГУ. 2006.

Комплекты заданий для выполнения контрольной работы

Таблица 1 - Исходные данные

Параметр	1 станция	2 станция	3 станция
n_{yi}	3	5	6
$P_{\text{гмак}}=P_{\text{гном}}$	75	50	25
$P_{\text{гмин}}$, МВт	40	25	10
a_{0y} , м/ч	10	7,5	3
a_{1y} , м/ч·МВт	0,14	0,2	0,3
a_{2y} , м/ч·МВт ²	0,0036	0,006	0,01
$U_{\text{гн}}$	0,519	0,624	0,646
$Q_{\text{гном}}$, Мвар	40	27	15
$Q_{\text{гмин}}$, Мвар	6	4	2
b_{0y} , руб/ч	0	0	0
b_{1y} , руб/Мвар·ч	0,012	0,014	0,018
b_{2y} , руб/Мвар ² ·ч	0,00055	0,00068	0,00204

РАБОТА №1

Распределение активной разгрузки между генераторами по минимуму расхода топлива в энергосистеме без учета влияния сети.

Цель: по заданным нагрузкам энергосистемы и расходным характеристикам энергоблоков вычислить оптимальные значения активной мощности каждой станции и каждого генератора, в соответствии с критерием равенства ОПРТ, обеспечивающим минимум суммарного расхода топлива в энергосистеме.

Реактивные нагрузки и потери мощности в сети не учитываются. Расчетная схема приведена на рисунке 1.

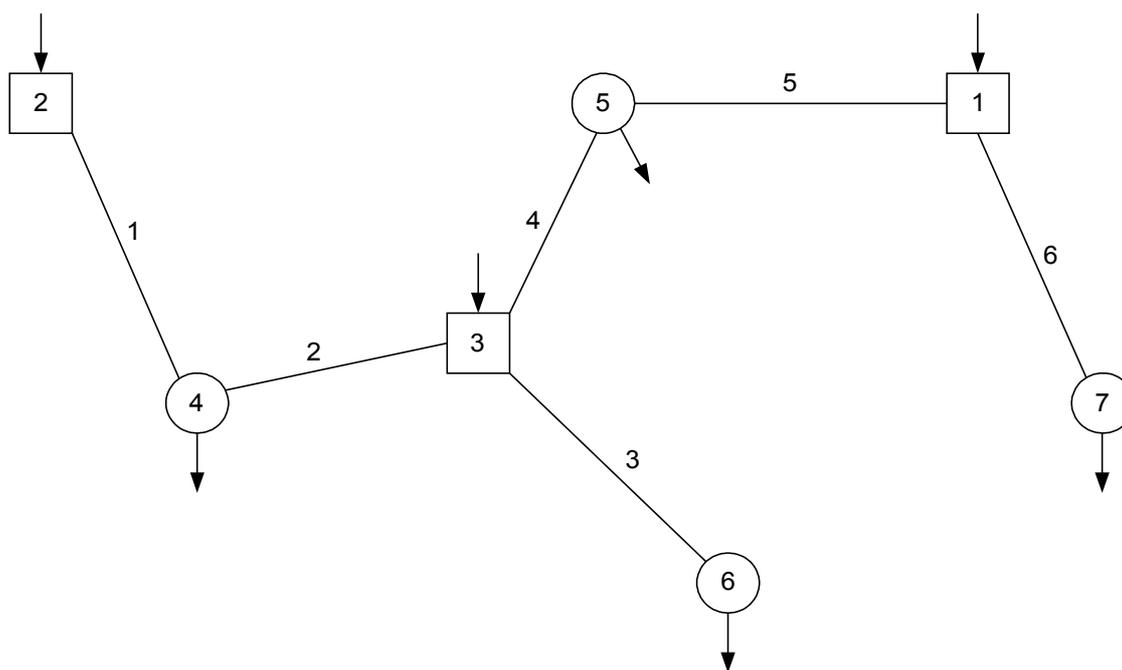


Рисунок 1 – Расчетная схема.

Исходные данные приведены в таблице 1.

6. КРАТКИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ

Под оптимизацией режима понимают поиск экстремума некоторой целевой функции при условии выполнения наложенных ограничений. Условно задачи оптимизации подразделяют на экономические, технико-экономические и технические. В соответствии с количеством ограничений, их нелинейностью, размерностью решаемой задачи поиск оптимума может проводиться с использованием различных методов: прямым, методом неопределенных множителей Лагранжа и градиентным. При решении прямым методом ограничения в форме равенств учитывают как дополнительные уравнения в системе и решают ее совместно.

Наиболее часто решаются оптимизационные задачи трех видов:

1) оптимизация режима энергосистем по активной мощности тепловых электростанций (распределение P между электростанциями);

2) оптимизация режима электрической сети, т. е. уменьшение потерь активной мощности в сети при оптимизации режима по U , Q и n ;

более общая задача комплексной оптимизации режима электроэнергетических систем.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА МЕТОДОМ НЕОПРЕДЕЛЕННЫХ МНОЖИТЕЛЕЙ ЛАГРАНЖА

Оптимизация режима энергосистем методом неопределенных множителей Лагранжа проводится следующим образом.

Пусть в энергосистеме содержится n тепловых электростанций, у которых зависимость расхода топлива V_i от активной мощности P_i выражается в виде: $V_i(P_i)$, рассчитывается суммарный расход условного топлива по всей системе в целом V . Целью оптимизации является минимизация расхода топлива V . В любой энергосистеме должно соблюдаться условие баланса мощностей. Составляется некоторая функция Лагранжа, содержащая и функцию цели и условие соблюдения баланса мощности. Теперь вместо поиска минимума целевой функции проводят поиск минимума функции Лагранжа, для чего определяют частные производные по всем независимым переменным P_i и μ и приравнивают их к нулю. Решая полученную систему алгебраических уравнений относительно P_i и μ одним из ранее рассмотренных способов, можно получить их значения, которые соответствуют оптимальному по расходу топлива в энергосистеме режиму.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ГРАДИЕНТНЫМ МЕТОДОМ

Можно найти решение задачи градиентным методом. Для этого определим одну из станций как балансирующую.

Тогда P_1 – зависимая переменная, а остальные P_i – независимые переменные. По ним определяются градиенты. Мощности станций, за исключением балансирующей, на $(k+1)$ итерации определяется как

$$P_i^{(k+1)} = P_i^{(k)} - h^{(k)} \frac{\partial B^{(k)}}{\partial P_i},$$

Задаемся начальными приближениями $P_i^{(0)}$ ($i = 2 + n$). Затем по формуле для $P_i^{(k+1)}$ определяется первый шаг.

Расчеты повторяются до выполнения условия сходимости.

3)Получив $V^{(1)}$, сравним его с $V^{(0)}$. Если $V^{(0)} > V^{(1)}$, то шаг выбран верно.

Эти задачи должны решаться, а в ряде случаев уже решаются при оперативном и автоматическом, т. е. в темпе процесса, управлении режимами электроэнергетических систем и сетей.

РАСХОДНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОБЛОКА

Под генераторным энергоблоком здесь подразумевается совокупность агрегатов электростанции, связанных единым процессом производства электроэнергии, состоящая из котла, паровой турбины и электрического генератора с трансформатором. На вход такого блока поступает топливо, а с выхода снимается активная электрическая мощность, которая с помощью блочного трансформатора отдается в электрическую сеть энергосистемы. На каждой электростанции устанавливается несколько энергоблоков. Расходная характеристика блока, т.е. зависимость среднего за один час расхода топлива B от активной мощности P_G отдаваемой генераторным блоком, аппроксимируется квадратичной параболой.

$$B = a_0 + a_1 P_G + a_2 P_G^2,$$

где a_0 - расход топлива (в тоннах условного топлива) в режиме холостого хода энергоблока, т/ч; a_1 - коэффициент линейной составляющей расходной характеристики, т/МВт.ч.; a_2 - коэффициент квадратичной составляющей расходной характеристики, т/МВт, ч. Для каждого генератора существует диапазон допускаемых значений генерируемой мощности от $P_{G \min}$ до $P_{G \max}$, который с ростом номинальной мощности генератора уменьшается. В то же время, с ростом номинальной мощности энергоблоков повышается их экономичность по расходу топлива.

ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ РАСХОДНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ И ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ

Расходная характеристика $B_1=f(P_1)$ представляет собой зависимость часового расхода условного топлива B от генерируемой активной мощности P , изменяющейся в диапазоне $[P_{\min}, P_{\max}]$. Начальный расход B_0 используется на генерацию минимально возможной P_{\min} (рис.1). По расходной характеристике методом

численного дифференцирования можно приблизительно получить характеристику относительных приростов (ХОП) $b = \phi(P_1)$. Причем (рис.1, 2)

$$b = \frac{dB}{dP} \cong \frac{\Delta B}{\Delta P} = \frac{B^{(2)} - B^{(1)}}{P^{(2)} - P^{(1)}}$$

Обратный переход осуществляется методом численного интегрирования.

Так, площадь ΔB криволинейной трапеции (рис.1) можно приблизительно определить по формуле:

$$\Delta B = \frac{1}{2}(b^{(2)} - b^{(1)})(P^{(2)} - P^{(1)}),$$

тогда
 $B^{(2)} = B^{(1)} + \Delta B$

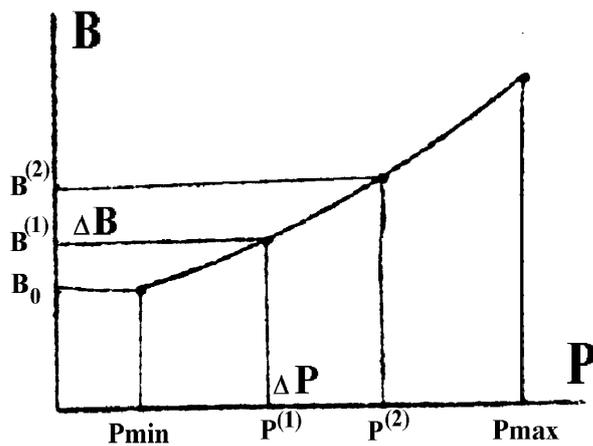


Рис. 1

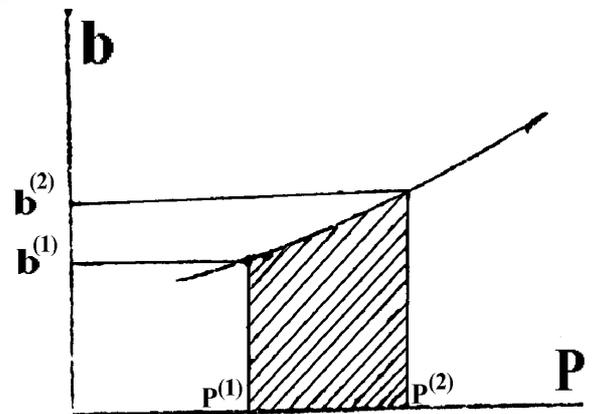
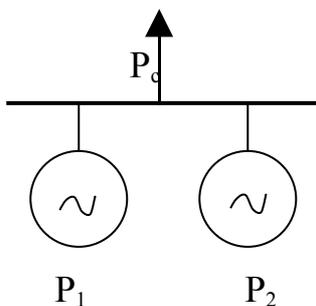


Рис. 2

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ПО МИНИМУМУ РАСХОДА ТОПЛИВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСХОДНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

В случае двух станций, работающих на общую нагрузку P_c (рис.3), в каждый момент времени должно выполняться следующее условие баланса мощности:



$$P_c = P_1 + P_2$$

Суммарный расход топлива в такой схеме :

$$B_{\Sigma} = B_1 + B_2$$

Рис. 3

Если произвольным образом загрузить первую станцию до значения $P_1^{(0)}$, то мощность второй станции $P_2^{(0)} = P_c - P_1^{(0)}$

Чтобы оценить экономичность такого распределения, разгрузим первую станцию от значения $P^{(0)}$ до $P_1^{(1)} = P_1^{(0)} - \Delta P$. Тогда вторую станцию нужно загрузить на величину

$$P_2^{(1)} = P_2^{(0)} + \Delta P.$$

Такая операция приведет к уменьшению расхода первой станции на ΔB , и увеличению расхода второй станции на ΔB_2 . Пусть $\Delta B_2^{(1)}$ больше $\Delta B_2^{(2)}$, то есть суммарный расход двух станций увеличился на :

$$\Delta \Delta B_1^{(1)} = B_2^{(1)} - \Delta B_1^{(1)} > 0$$

При загрузке первой станции на ΔP и разгрузке второй на столько же

$$P_1^{(2)} = P_1^{(0)} + \Delta P,$$

$$P_2^{(2)} = P_2^{(0)} - \Delta P,$$

Получим

$$\Delta \Delta B_2^{(2)} = B_2^{(1)} - \Delta B_1^{(2)} < 0,$$

то есть имеется экономический выигрыш.

КРИТЕРИЙ ОПТИМАЛЬНОСТИ В СХЕМЕ С ТЕПЛОВЫМИ СТАНЦИЯМИ

Можно убедиться, что наиболее экономичным режимом является случай, когда

$$\Delta B_2 = \Delta B_1$$

Из условия баланса мощностей: $\Delta P_1 = \Delta P_2$; тогда можно получить

$$\frac{\Delta B_1}{\Delta P_1} = \frac{\Delta B_2}{\Delta P_2}$$

или в пределе

$$b_1 = b_2$$

Этот вывод можно обобщить и при наличии в системе “n” станций, то есть

$$b_1 = b_2 = \dots = b_n$$

Таким образом, критерием экономичности распределения активной нагрузки энергосистемы является равенство относительных приростов станций.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ МЕТОДОМ НЕОПРЕДЕЛЕННЫХ МНОЖИТЕЛЕЙ ЛАГРАНЖА

Для концентрированной энергосистемы, в которой содержатся только тепловые электростанции, баланс активных мощностей в сети запишется в виде:

$$w = \sum_{i=1}^m P_i - P_H,$$

где P_i – активная мощность, генерируемая i -ой станцией;

P_H – нагрузка энергосистемы;

m – количество станций в сети.

Суммарный расход топлива по всей энергосистеме составит:

$$B = \sum_{i=1}^m B_i(P_i)$$

Здесь B_i – расход топлива на генерацию мощности P_i на i -ой станции.

Для получения минимального расхода топлива B с учетом соблюдения баланса мощностей воспользуемся методом Лагранжа с функцией

$$L = B + \mu W$$

(μ – некоторый постоянный коэффициент).

Минимум L можно определить, взяв частные производные от L по P и приравняв их к нулю

$$\frac{\partial L}{\partial P_1} = \frac{\partial B}{\partial P_1} + \mu = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_2} = \frac{\partial B}{\partial P_2} + \mu = 0$$

$$\dots\dots\dots$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_m} = \frac{\partial B}{\partial P_m} + \mu = 0$$

отсюда

$$-\mu = \frac{\partial B}{\partial P_1} = \frac{\partial B}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial B}{\partial P_m}$$

Но производная $\frac{\partial B}{\partial P_i} = b_i$ - это относительный прирост расхода топлива на i -ой ТЭС.

Тогда критерием оптимальности является

$$b_1 = b_2 = \dots = b_m,$$

то есть равенство относительных приростов всех станций.

ГРАФИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА С УЧЕТОМ ХОП

Практическое решение задачи получения минимального расхода топлива можно осуществить по следующей схеме:

1. По заданным ХОП станций $b_i = f(P_i)$ произвести их суммирование и получить эквивалентную характеристику $b_c = f(P_c)$;
2. Для рассматриваемой нагрузки энергосистемы на эквивалентной характеристике определяется b_c по значению P_c ;
3. На ХОП каждой станции отыскиваются мощности P_1, P_2, \dots, P_m соответствующие значению b_c .

Пункт 1 выполняется следующим образом.

Задаются значением $b_c^{(1)}$ и проводят прямую параллельную оси абсцисс по всем трем графикам до пересечения с ними. Полученные значения $P_1^{(1)}, P_2^{(1)}$ и $P_3^{(1)}$ суммируются, в результате чего определяется $P_c^{(1)}$:

$$P_c^{(1)} = P_1^{(1)} + P_2^{(1)} + P_3^{(1)}$$

На эквивалентной характеристике таким образом получена первая точка с координатами $[b_c^{(1)}, P_c^{(1)}]$. Повторяют эту операцию, задаваясь значениями $b_c^{(2)}, b_c^{(3)}$ до получения

$$P_{c \max} = P_{2 \max} + P_{3 \max}$$

Построив суммарную характеристику, можно теперь, отложив на оси активных мощностей P_c , определить b_c и по нему обратным ходом получить P_1, P_2, P_3 , то есть выполнить пункты 2 и 3. Учет ограничений методом барьеров осуществляется следующим образом. При значениях ХОП больше максимального или

меньше минимального за значения активной мощности принимаются граничные значения.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА В СХЕМЕ С ГЭС

Условия баланса электрических мощностей без учета потерь активной мощности в сети запишется как

$$W = P_T + P_G - P_C,$$

где P_T , P_G , P_C – соответственно активные мощности ТЭС, ГЭС и нагрузки ЭЭС. Для ГЭС с суточным циклом регулирования сумма часовых расходов воды $Q^{(t)}$ за сутки должна быть равна заданному суточному притоку воды $Q_{\text{сут.прит.}}$ к водохранилищу

$$\sum_{t=1}^{24} Q^{(t)} = Q_{\text{сут.прит.}} = Q_{\text{зад}}$$

Для определения минимума расхода условного топлива на генерирующую ТЭС и ГЭС при условии соблюдения баланса активных мощностей в сети и притока воды на ГЭС составим функцию Лагранжа в виде

$$\sum_{t=1}^{24} B^{(t)}(P^{(t)}) + \sum_{t=1}^{24} \mu W^{(t)} + \lambda \left(\sum_{t=1}^{24} Q^{(t)}(P_G^{(t)}) - Q_{\text{сут.прит.}} \right)$$

и, взяв частные производные от нее, приравняем их к нулю

$$\frac{\partial L}{\partial P_T^{(t)}} = \frac{\partial B_T^{(t)}}{\partial P_T^{(t)}} + \mu^{(t)} = 0,$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_G^{(t)}} = \lambda \frac{\partial Q^{(t)}}{\partial P_G^{(t)}} + \mu^{(t)} = 0,$$

$$\text{где } \frac{\partial W}{\partial P_T^{(t)}} = \frac{\partial W}{\partial P_G^{(t)}} = \mu^{(t)}$$

отсюда

$$-\mu^{(t)} = \frac{\partial B^{(T)}}{\partial P_T^{(t)}} = \lambda \frac{\partial Q^{(t)}}{\partial P_G^{(t)}}$$

Тогда критерием оптимального распределения активной нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС является

$$-\mu^{(t)} = b_T^{(t)} = \lambda q_T^{(t)}$$

НЕОПРЕДЕЛЕННЫЙ МНОЖИТЕЛЬ ЛАГРАНЖА

Значение λ носит название коэффициента Лагранжа и показывает какому количеству сэкономленного топлива АВ соответствует увеличение на 1 м^3 пропускаемого через турбину ГЭС объема воды. Таким образом ГЭС сводится к разряду ТЭС. Значение λ остается постоянным для всех расчетных часов.

Для определения значения λ можно воспользоваться методом подбора. Задав-шись некоторым достоверным значением λ и умножив его на ХОП ГЭС, осуществляется распределение графика нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС. Затем, опираясь на полученные мощности ГЭС, найдем часовые расходы воды $Q^{(t)}$, сумма которых даст суточный расход $Q_{\text{СУТ}}$.

Если при этом заданный суточный расход воды ГЭС $Q_{\text{ЗАД}}$ равен расчетному $Q_{\text{СУТ}}$ с достаточной точностью ε , то дальнейшая коррекция не производится. В противном случае значение λ изменяется последовательно в большую сторону, если $Q_{\text{СУТ}} > Q_{\text{ЗАД}}$, и в меньшую, если $Q_{\text{СУТ}} < Q_{\text{ЗАД}}$.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ

Учет потерь активной мощности в сети π приводит к следующему условию баланса:

$$W = P_1 + P_2 + \dots + P_m - P_0 - \pi,$$

где P_i – нагрузка станций (I от 1 до m);

P_0 – нагрузка энергосистемы.

При этом происходит перераспределение активных мощностей между станциями, а снижение потерь в сети обусловит уменьшение расхода топлива в системе

$$B = B_1 + B_2 + \dots + B_m$$

Целевой функцией здесь является минимум расхода топлива B при условии W , то есть функция Лангранжа имеет вид:

$$L = B + \mu W$$

Для определения экстремума L возьмем частные производные от L по всем P_i и приравняем их к нулю.

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \mu \left(1 - \frac{\partial \pi}{\partial P_i}\right) = 0, \quad i=1+m$$

или

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = b_i + \mu (1 - \delta_i) = 0$$

где

$$b_i = \frac{\partial B_i}{\partial P_i}, \quad \delta_i = \frac{\partial \pi}{\partial P_i},$$

отсюда

$$b_i = \frac{1}{1 - \delta_i} = \mu, \quad i=1+m$$

Пусть $\eta_i = \frac{1}{1 - \delta_i}$, тогда

$$b_1 \eta_1 = b_2 \eta_2 = \dots = b_m \eta_m = \mu$$

Последние равенства являются критерием оптимального распределения электрической мощности в энергосистеме при учете потерь в сети. Влияние сетевого коэффициента η_i сводится к изменению положения ХОП(смещению) вверх или вниз в зависимости от знака η_i . Производная δ_i численно равна изменению значения потерь π при изменении нагрузки i -той станции на единицу и постоянстве загрузки остальных станций (кроме балансирующей). Практическое решение задачи, реализовано в программе, осуществляется итеративно.

РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА МЕТОДОМ НЬЮТОНА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ

Для получения значений сетевых коэффициентов необходим расчет установившегося режима и вычисление по результатам искомым величин. Удобнее всего использовать в задаче оптимизации метод Ньютона. Метод основан на последовательной замене нелинейной системы уравнений некоторой линейной, ре-

шение которой дает более близкие к искомым значения неизвестных.

Рассмотрим сущность метода Ньютона. Для решения этой системы методом Ньютона примем начальное приближение $x_1^{(0)}$, $x_2^{(0)}$ и каждое из уравнений разложим в ряд Тейлора, ограничиваясь только линейными составляющими.

Решив полученное уравнение, находим новые приближения.

Проверяем условия сходимости: $\max \Delta x^{(1)} \leq \varepsilon$.

В случае невыполнения этого условия просчитывается следующая итерация.

Матрица Якоби – квадратичная матрица первых производных от выражений невязок уравнений, вычисленная при определенных значениях неизвестных $x_i^{(k-1)}$. Достоинством метода является возможность при решении задачи оптимизации режима сразу оценивать его статическую устойчивость.

УЧЕТ СОБСТВЕННЫХ НУЖД СТАНЦИИ И СТОИМОСТИ ТОПЛИВА

При необходимости учета собственных нужд станции можно провести аналогичные рассуждения и свести решение задачи к такому же критерию, как и при учете сети:

$$b_1 \eta_{1\text{сн}} = b_2 \eta_{2\text{сн}} = \dots = b_m \eta_{m\text{сн}} = \mu,$$

но здесь коэффициенты будут учитывать собственные нужды станций. Если необходим учет и сети и собственных нужд станций, то формула преобразуется к виду:

$$b_1 \eta_1 \eta_{1\text{сн}} = b_2 \eta_2 \eta_{2\text{сн}} = \dots = b_m \eta_m \eta_{m\text{сн}} = \mu.$$

Учет стоимости топлива на станции можно провести по такой же формуле:

$$b_1 \eta_1 c_1 \eta_{1\text{сн}} = b_2 \eta_2 c_2 \eta_{2\text{сн}} = \dots = b_m \eta_m c_m \eta_{m\text{сн}} = \mu,$$

где c_1, c_2, \dots соответственно стоимость топлива на первой, второй и т.д. станции.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА РАБОТАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ТЭС

Если в энергосистеме работает только один генераторный блок, то расход

топлива определяется заданной нагрузкой по его расходной характеристике и может быть далеко не экономичным. В группе из n_y энергоблоков, даже если все они одного типа, возможно множество режимов, различающихся по расходу топлива. Следует выбрать такое число блоков $n \leq n_y$, чтобы при заданной нагрузке P_r расход топлива всеми блоками V_n был минимальным. При этом суммарный расход топлива определяется по формуле

$$V_n = na_0 + a_1 P_r + \frac{a_2}{n} P_r^2$$

Если отключают один из блоков, то следует рассчитать экономию топлива от отключения блока и сравнить с возможным перерасходом топлива от менее экономичной работы остальных блоков и запуска в работу остановленного блока. При экономии большей, чем суммарный перерасход, блок останавливают. Если соотношение обратное, блок запускают в работу.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ПО РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Задача оптимизации режима электрической сети по реактивной мощности Q состоит в определении установившегося режима электрической сети, при котором были бы выдержаны технические ограничения и были бы минимальными потери активной мощности в сети. В этой задаче заданы активные мощности электрических станций P_{Gi} (за исключением станций в узле баланса), а также активные и реактивные мощности узлов нагрузки P_{ni} , Q_{ni} . Учитываются ограничения-равенства в виде уравнений и ограничения-неравенства на контролируемые величины.

Оптимизация режима питающей сети по Q — это либо самостоятельная задача минимизации потерь в тех случаях, когда отсутствует резерв P и все P_{Gi} , кроме балансирующего узла, фиксированы на наибольших значениях, либо подзадача в более общей задаче комплексной оптимизации режима. Целевая функция I соответствует потерям активной мощности в сети dP или в более общем случае — активной мощности балансирующей станции P_ϕ . При оптимизации учитываются ограничения по напряжениям во всех узлах, в том чис-

ле и в узлах нагрузки, не имеющих средств регулирования; по реактивным мощностям генерируемых источников.

МИНИМИЗАЦИЯ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТИ

Оптимизация режима, позволяющая понижать активные потери мощности в энергосистеме, повышать экономичность функционирования ЭЭС, может проводиться с использованием двух подходов: оптимизации за счет определения наиболее экономичного варианта закупки межсистемных перетоков мощности и традиционной используемой оптимизации по реактивной мощности внутри энергосистемы. Одним из возможных вариантов при неполной исходной информации может служить метод решения транспортной задачи при задании P_a как функции от обменных перетоков, суммарной генерации и нагрузки в ЭЭС:

$$P_a = C_1 * P_{П1} + C_2 * P_{П2} + \dots + C_l * P_{Пl} + C_{l+1} * P_{\Sigma r} + C_{l+2} * P_{\Sigma n} \rightarrow \min,$$

где $C_1, C_2 \dots C_{l+2}$ - весовые коэффициенты;

$P_{П1}, P_{П2} \dots P_{Пl}$ - величина обменных перетоков мощности с соседними ЭЭС.

ОПТИМИЗАЦИЯ КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В наиболее общей постановке задача оптимизации режима по U соответствует определению минимума ущерба потребителей от некачественного напряжения. В этом случае в целевой функции надо учесть ущерб у потребителей из-за некачественного напряжения. Однако введение этого ущерба в расчет представляет затруднения из-за его недостаточной изученности. Поэтому при оптимизации режима сети можно считать, что целевая функция — удельные затраты на выработку единицы продукции, а оптимальное значение соответствует минимуму таких затрат. Следует учитывать $P_{ni}(U)$ — статические характеристики нагрузки по напряжению.

В современных условиях при функционировании электроэнергетических системам (ЭЭС) актуально определения величины экономичного управляющего воздействия которое должно предусматривать снижение ущерба от ухудшения

технологических параметров. Выбор такого управляющего воздействия позволяет выделить зону работы энергосистемы с минимальными ущербами при сохранении допустимого уровня напряжения у потребителей. В состав итогового ущерба входят ущербы от отклонения напряжения у потребителей от оптимального значения $(U_i - U_0)^2$ (для простоты расчетов оптимальное напряжение принято равным напряжению в рассматриваемом узле в базовом режиме).

Во многих случаях статические характеристики нагрузки недостаточно известны, чтобы их можно было использовать при оптимизации режима сети. При неучете статических характеристик минимумы P_0 и dP совпадают, так как в этом случае $\Sigma P_H = const$. Таким образом, если не учитывать статические характеристики нагрузки и зависимость ущерба у потребителей из-за некачественного напряжения, то минимум активной мощности балансирующей станции соответствует минимуму потерь активной мощности в сети.

УЧЕТ ОГРАНИЧЕНИЙ В ВИДЕ ШТРАФНЫХ ФУНКЦИЙ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА

Минимизируемая функция при оптимизации режима электрической сети имеет вид

$$\Psi = \Delta P + \sum_{i=1}^n \Psi_{U_i} + \sum_{i=1}^K \Psi_{Q_i} + \sum_{l=1}^L \Psi_{I_l}$$

где Ψ_{U_i} , Ψ_{Q_i} , Ψ_{I_l} — штрафные функции, вводимые при нарушении ограничений, соответственно: по напряжениям во всех узлах, по реактивной мощности в узлах, в которых можно регулировать Q (число таких узлов с синхронными компенсаторами или генераторами, вырабатывающими свободную, т. е. регулируемую Q , равно K), по контролируемым токам воздушных линий (число таких линий равно L). Штрафные функции равны нулю, если ограничения выполняются, и значимы, если нет. Чем дальше находится режим от оптимального, тем больше может быть штрафная функция.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ

При необходимости решения задачи энергосбережения рассматриваются методы оптимизации, приводящие к решению этой задачи. Например, при энергосбережении в распределительных сетях в основном используются методы "сетевой" оптимизации: минимизация потерь активной мощности и энергии в сети, оптимизация по реактивной мощности, оптимизация качественных параметров электроэнергии. При решении задачи энергосбережения в системах могут также рассматриваться методы оптимизации режимов, учитывающие изменения параметров электрических станций и их отдельных энергоблоков.

7. ПЕРЕЧЕНЬ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ, РЕАЛЬНО ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРАКТИКЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ВЫПУСКНИКОВ И СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

1. Программно-вычислительный комплекс СДО-6. Разработчики: О.Н. Войтов, И.И. Голуб и др.
2. Учебно-методическое пособие Чемборисова Н.Ш., Степанов А.С., Пейзель В.М. Оптимизация режимов электроэнергетических систем и сетей.- Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006.- 104 с.
3. Пакеты прикладных программ Mathcad, Excel.
4. Учебное пособие Чемборисова Н.Ш., Пешков А.В. Алгоритмизация решения задач АСУ в электроэнергетике. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006.- 128 с.

8. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СОВРЕМЕННЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПРЕПОДАВАНИЯ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ

1. Слайды;
2. Схемы, таблицы, рисунки под медиапроектор;
3. Лазерные пленки к проектоскопу.

9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПРОФЕССОРСКО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКОМУ СОСТАВУ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МЕЖСЕССИОННОГО И ЭКЗАМЕНАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ СТУДЕНТОВ (МАТЕРИАЛЫ ПО КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА ОБРАЗОВАНИЯ)

В процессе изучения дисциплины «Оптимизация режимов ЭЭС» предусмотрены следующие виды промежуточного контроля знаний студентов:

- экспресс-опрос лектора по итогам изучения разделов курса;
- выполнение практических работ;
- выполнение расчетно-графической работы.

Для контроля за индивидуальной работой студентов предусмотрены две

контрольные точки: первая – выполнение 50% РГР и практических заданий, вторая – выполнение 90% РГР и практических заданий.

В процессе изучения дисциплины предусмотрены следующие виды промежуточного контроля знаний студентов:

- пятиминутный опрос студентов на каждой лекции;
- студенты, не посещающие практические занятия, представляют самостоятельно решенные задачи по пропущенным темам.

К промежуточным формам контроля знаний относятся:

- блиц-опрос на лекциях по пройденному материалу;
- расчетно-графические или контрольные работы.

10. КОМПЛЕКТЫ ЭКЗАМЕНАЦИОННЫХ БИЛЕТОВ ДЛЯ КАЖДОГО ИЗ ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ЭКЗАМЕНОВ ПО ДИСЦИПЛИНЕ И КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К ЗАЧЕТУ

1. Общая постановка задачи оптимизации режимов ЭЭС.
2. Математические методы решения задачи оптимизации в ЭЭС: прямой, неопределенных множителей Лагранжа, градиентный.
3. Оптимизация режима в схеме, содержащей только ТЭС, без учета потерь активной мощности в сети.
4. Оптимизация режима в схеме, содержащей ТЭС и ГЭС, без учета потерь активной мощности в сети.
5. Расчет и физический смысл неопределенного множителя Лагранжа.
6. Оптимизация режима по активной мощности с учетом потерь в сети.
7. Алгоритм оптимизации режима по активной мощности с учетом потерь активной мощности в сети.
8. Аналитическая формула потерь активной мощности в сети и получение производных.
9. Методы расчета установившегося режима в задачах его оптимизации.
10. Расчет производных потерь активной мощности в сети и сетевых коэффициентов методом численного дифференцирования.
11. Графическая оптимизация режима в схеме, содержащей только ТЭС, без

- учета потерь активной мощности в сети.
12. Графическая оптимизация режима в схеме, содержащей ТЭС и ГЭС, без учета потерь активной мощности в сети.
 13. Графическая оптимизация режима по активной мощности при учете потерь в сети.
 14. Получение расходной характеристики станции по ХОП, получение ХОП по расходной характеристике станции.
 15. Оптимизация режима по активной мощности с использованием расходных характеристик (2 станции).
 16. Оптимизация режима по реактивной мощности (минимизация потерь активной мощности в сети).
 17. Комплексная оптимизация режима.
 18. Минимизация потерь активной мощности в сети при изменении внешних активных перетоков.
 19. Оптимизация качественных показателей электроэнергии.
 20. Ремонт основного оборудования электрических станций (общие положения).
 21. Упрощенная модель задачи оптимального планирования ремонтов.
 22. Задание ограничения в виде штрафных функций.
 23. Задание ограничения методом барьеров.
 24. Задание ограничений в виде равенств.
 25. Формирование функции Лагранжа при задании ограничений в виде равенств.
 26. Формирование функции Лагранжа при задании ограничений в виде равенств и штрафных функций.
 27. Оптимизация состава основного оборудования станций.
 28. Расчет неопределенного множителя Лагранжа при оптимизации режима в схеме с ГЭС.
 29. Специфика решения задачи оптимизации режима по активным мощно-

стям станций в условиях рынка.

30. Оптимизация режима по активным мощностям станций в условиях рыночных отношений.
31. Взаимосвязь задач энерго и ресурсосбережения с задачами оптимизации режимов.
32. Энергосбережение и оптимизация в системообразующих сетях.
33. Энергосбережение и оптимизация в распределительных сетях.

На основе вопросов, представленных в данном пункте составляются экзаменационные билеты.

Пример экзаменационного билета

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Утверждено на заседании кафедры
21 мая 2007 г, протокол № 10

Зав. кафедрой САВИНА Н.В.

У Т В Е Р Ж Д А Ю _____

Кафедра энергетики

Факультет ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ

Курс: ЧЕТВЕРТЫЙ

Дисциплина: ОПТИМИЗАЦИЯ

РЕЖИМОВ

Э К З А М Е Н А Ц И О Н Н Ы Й Б И Л Е Т N 1

1. Общие методы оптимизации режимов.
2. Оптимизация режима с учетом сети.
3. Провести оптимизацию режима по минимуму расхода топлива с учетом ограничений по скорости набора мощности для заданной схемы.

11. КАРТА ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ДИСЦИПЛИНЫ КАДРАМИ ПРОФЕССОРСКО-ПРЕПОДАВАТЕЛЬСКОГО СОСТАВА

Вид учебной нагрузки	ППС
Лекции	Чемборисова Н.Ш., докт. техн. наук, проф.
Экзамен	Чемборисова Н.Ш.
Практические, лабораторные занятия, РГР(контрольная)	Чемборисова Н.Ш.