

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ



«Кадры для регионов»



ФГБОУ ВПО «Амурский государственный
университет»

Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта о
подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и
организаций регионов («Кадры для регионов»)

П.П. Проценко

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ

Учебное пособие

Благовещенск
Издательство АмГУ
2014

ББК 32.965Я73

П84

*Печатается по решению
редакционно-издательского совета
Амурского государственного
университета*

Разработано в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера
ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

Рецензенты:

Палей Александр Григорьевич – первый заместитель генерального директора по инвестициям и развитию
ОАО «ДРСК»

Воякин Сергей Николаевич – к.т.н., доцент, декан электроэнергетического факультета
ФГБОУ ВПО «Дальневосточный государственный аграрный университет»

П84 Автоматизированные системы управления на электрических станциях: учеб. пособие /П.П. Проценко. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014.- 106 с.

Учебное пособие предназначено для подготовки бакалавров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» профиля «Электрические станции». Рассмотрены вопросы построения автоматизированных систем управления технологическими процессами в электроэнергетике.

В авторской редакции.

©Амурский государственный университет, 2014
© Проценко П.П. (составитель), 2014

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	4
1 ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ	6
1.1 Основы построения АСУ	6
1.2 Автоматизированное управление в электроэнергетике	20
1.3 Прогнозирование электропотребления и графиков электрических нагрузок	28
2 АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ	46
2.1 Задачи АСДУ	46
2.2 Формирование модели сети. Контроль и идентификация режимов	46
2.3 Оперативная оценка и коррекция режима ЭЭС	66
3 ОПТИМИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	72
3.1 Задачи оптимизации режимов в ЭЭС и СЭС	72
3.2 Математическая модель оптимизации параметров режима систем электроснабжения функционированием ЭЭС	82
3.3 Методы решения оптимизационных задач	85
ПРИМЕР ТЕСТОВОГО ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ.....	99
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	105

ПРЕДИСЛОВИЕ

Целью изучения дисциплины «Автоматизированные системы управления» является изучение автоматизированных систем управления в электроэнергетике, овладение студентами методами управления технологическими процессами производства, методами проведения технических расчетов и определения экономической эффективности исследований и разработок, а также методами оптимизации режимов работы электроэнергетических устройств.

Задача изучения дисциплины: является ознакомление студентов с информационными основами диспетчерского управления электроэнергетическими системами и энергообъектами и подготовка к оцениванию состояния электроэнергетических систем и управлению энергосистемами.

Дисциплина «Автоматизированные системы управления» предусмотрена Федеральным государственным образовательным стандартом по направлению 13.03.02 (140400) «Электроэнергетика и электротехника» в качестве обязательной дисциплины вариативной части цикла – шифр Б3.В.ОД.7.

Дисциплина изучается в 8 семестре в общем объеме 108 академических часов, из которых лекций – 28 часов, практических занятий – 42 часа, 38 часов отведено на самостоятельную работу студентов. Дисциплина заканчивается зачетом.

Изложение содержания дисциплины базируется на математической и общей подготовке и знаниях, полученных при изучении дисциплин «Компьютерные и информационные технологии», «Электроэнергетические системы и сети», «Программные средства автоматизации профессиональной деятельности».

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

– способность владеть основными методами, способами и средствами

получения, хранения, переработки информации, готовностью использовать компьютер как средство работы с информацией (ОК-11);

– способность и готовность использовать информационные технологии, в том числе современные средства компьютерной графики в своей предметной области (ПК-1);

- готовность использовать информационные технологии в своей предметной области (ПК-10);

- готовность определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса по заданной методике (ПК-23);

- способность анализировать технологический процесс как объект управления (ПК-28);

- способность к дальнейшему обучению на втором уровне высшего профессионального образования, получению знаний в рамках одного из конкретных профилей в области научных исследований и педагогической деятельности (ПК-33).

В результате изучения дисциплины обучающиеся должны:

знать - принципы организации АСУ; иерархию АСУ; состав задач, решаемых АСУ на каждом уровне иерархии; виды обеспечения АСУ; методы оптимизации;

уметь оценивать объемы и качественные характеристики оперативно-диспетчерской информации, необходимой для автоматизации диспетчерского управления на различных уровнях иерархии диспетчерского управления в электроэнергетике; выбрать метод оптимизации к конкретной задаче; решить поставленную оптимизационную задачу и проанализировать полученный результат;

владеть навыками проектирования систем сбора, передачи и отображения оперативно-диспетчерской информации с использованием современных и перспективных технических средств диспетчерского управления, применения оптимизационных методов решения в практических расчетах.

1 ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ

1.1 Основы построения АСУ

Идея создания устройств, которые бы работали без участия человека, возникла ещё в глубокой древности. Но автоматические устройства создавались лишь для увеселительных целей. В Древней Греции появилось слово **аутомас (самодействующий)**, от которого произошло название области науки и техники об автоматических устройствах - *автоматика*.

Целенаправленные процессы, выполняемые человеком для удовлетворения различных потребностей, представляют собой организованную и упорядоченную совокупность действий, называемых *операциями*. Операции делят на два класса: рабочие операции и операции управления.

К *рабочим операциям* относят действия такого рода, как, например, снятие стружки при обработке детали на станке, перемещение груза и т.п. Замена человека механизмом в рабочих операциях называется механизацией.

Для правильного и качественного выполнения рабочих операций необходимо направлять их действиями другого рода – *операциями управления*, посредством которых в соответствующие моменты обеспечивается начало, порядок следования и прекращение отдельных рабочих операций; процессу придаются нужные показатели – по направлению, скорости, ускорению рабочего инструмента, температуре, давлению и т.д. Совокупность управляющих операций образует процесс управления.

Замена труда человека как в рабочих операциях, так и в операциях управления, действиями технических устройств называется автоматизацией.

Совокупность технических средств – машин, орудий труда, средств механизации – при этом является объектом управления.

Совокупность устройств управления и объекта управления образует систему управления.

Система, в которой все рабочие и управленческие операции выполняются

техническими устройствами, называется **системой автоматического управления (САУ)**.

Система, в которой автоматизирована только часть управленческих операций, а другая их часть (обычно наиболее ответственная) выполняется людьми, называется **автоматизированной системой управления (АСУ)**.

В ходе развития систем управления менялось соотношение между этими видами управления. Автоматизированное управление на определенном этапе считалось высшим уровнем автоматического. По мере совершенствования алгоритмов АСУ появились типовые алгоритмы управления, автоматизирующие сбор, обработку информации и принятие типовых решений в условиях определенности. Значит, в этой области автоматическое управление является верхним пределом автоматизированного управления. Но если взять весь комплекс задач функционального управления производством, то видно, что автоматизированное управление не может быть преодолено из-за необходимости принятия творческих решений в условиях неопределенности.

В настоящее время автоматические системы широко применяются во всех областях деятельности человека - в промышленности, на транспорте, в устройствах связи, при научных исследованиях, и в большей мере в энергетике. Во многих отраслях техники возможность автоматизации управления определяет дальнейшее их развитие.

Автоматизация - высшая ступень механизации производственных процессов - существенно улучшает условия труда. Техническое устройство, выполняющее операции управления без непосредственного участия человека, называется *автоматическим устройством*.

Автоматизация облегчает труд рабочего, позволяет находиться на безопасном расстоянии от производственного процесса, и, кроме того, способствует увеличению долговечности оборудования благодаря снижению перегрузов, обеспечивает эксплуатацию машин в рациональных режимах при оптимальных расходах электроэнергии, предотвращает возникновение аварийных ситуаций, облегчает поиск неисправностей и этим сокращает

простои.

АСУ – это компьютерная система управления. Управляющие машины, микропроцессоры, вычислительные системы широко применяются в энергетике. На объектах, на отдельных агрегатах, для выполнения отдельных функций стоят компьютерные системы управления.

Традиционно различают два вида АСУ, в которых решается различный комплекс задач:

1. АСУП (автоматизированная система управления производством) – решает задачи организации производства, включая основные производственные процессы, входящую и исходящую логистику. Осуществляет краткосрочное планирование выпуска с учётом производственных мощностей, анализ качества продукции, моделирование производственного процесса.

2. АСУ ТП (автоматизированные системы управления технологическим процессом) – задачи управления технологическим процессом станций, подстанций, блоков ТЭС, агрегатов, систем, машин, механизмов.

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) — это комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях.

Под АСУ ТП обычно понимается комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно завершённый продукт. Здесь важно сделать акцент на слове «автоматизированная». Под этим подразумевается, что система управления отнюдь не полностью автономна (самостоятельна), и требуется участие человека (оператора) для реализации определенных задач. Напротив, системы автоматического управления (САУ) предназначены для работы без какого-либо контроля со стороны человека и полностью автономны. Очень важно понимать эту принципиальную разницу между АСУ и САУ.

Составными частями АСУТП могут быть отдельные системы

автоматического управления (САУ) и автоматизированные устройства, связанные в единый комплекс. Как правило, АСУТП имеет единую систему операторского управления технологическим процессом в виде одного или нескольких пультов управления, средства обработки и архивирования информации о ходе процесса, типовые элементы автоматики: датчики, контроллеры, исполнительные устройства. Для информационной связи всех подсистем используются промышленные сети.

Функции, выполняемые АСУ ТП.

АСУ ТП предназначается для:

- повышение оперативности управления, эффективности и надежности работы автоматизированной системы;
- снижение косвенных затрат на эксплуатацию удаленных объектов;
- своевременное координирование действий подразделений предприятия;
- обеспечение руководителей и ИТР персонала информацией, необходимой для принятия эффективных решений управления и планирования;
- обеспечение оптимальных решений работы технологического оборудования;
- полное протоколирование всех штатных и нештатных ситуаций, а также действий операторов АРМ.

АСУ ТП обеспечивает выполнение всех функций современных автоматизированных систем: информационно-измерительные функции; информационно-расчетные функции; функции технологических защит и блокировок; функции автоматического регулирования; функции дистанционного управления; функции программно-логического управления; функции проверок и диагностики оборудования АСУ ТП.

АСУ ТП строится по иерархическому принципу, в котором, как правило, выделяют три вида иерархии:

- концептуальную иерархию целей;

- функциональную иерархию решений (алгоритмов);
- организационную иерархию управляющих звеньев.

Иерархия целей образует три уровня. Первый уровень содержит цели, реализуемые в локальных системах управления, цели второго уровня реализуются в групповых системах управления, цели третьего верхнего уровня в центральном посту управления энергетической установки.

Организационная иерархия строится с соблюдением принципа единства управления, с четким разграничением прав на принятие решений между автоматическим управляющим устройством (АУУ) и человеком-оператором. Со стороны вышележащих уровней управления необходим контроль и коррекция ошибок оператора и АУУ. Управляющие звенья должны обладать самостоятельностью в пределах предоставленных им функций. Этот принцип позволяет сократить обмен информацией между уровнями и использовать наиболее экономичные способы координации в АСУ ТП.

Самостоятельность локальных систем управления (ЛСУ) обеспечивается выбором оптимальных алгоритмов управления резервом, наличием устройств защиты и блокировки, применением самонастройки (адаптации), а также использованием взаимных компенсирующих связей между ЛСУ одной функциональной группы технических средств.

Концептуальная иерархия целей электростанции и функциональная иерархия решений совместно с изложенными принципами организационной иерархии позволяют получить функциональную и конструктивную структуру АСУ ТП электростанции. Функциональная структура АСУ ТП должна обеспечивать высокую надежность процессов управления.

Этому требованию в наибольшей мере отвечает принцип постепенного наращивания функциональных возможностей и качеств системы управления. Конструктивная структура АСУ ТП и ее подсистем строится из условий обеспечения максимальной надежности и экономичности. В процессе проектирования обосновываются также с технико-экономической стороны возможности использования модулей и базовых структур цифрового и

аналогового управления, элементная база, необходимый уровень стандартизации и унификации элементов, узлов и блоков и многие другие вопросы конструкции и эксплуатации систем.

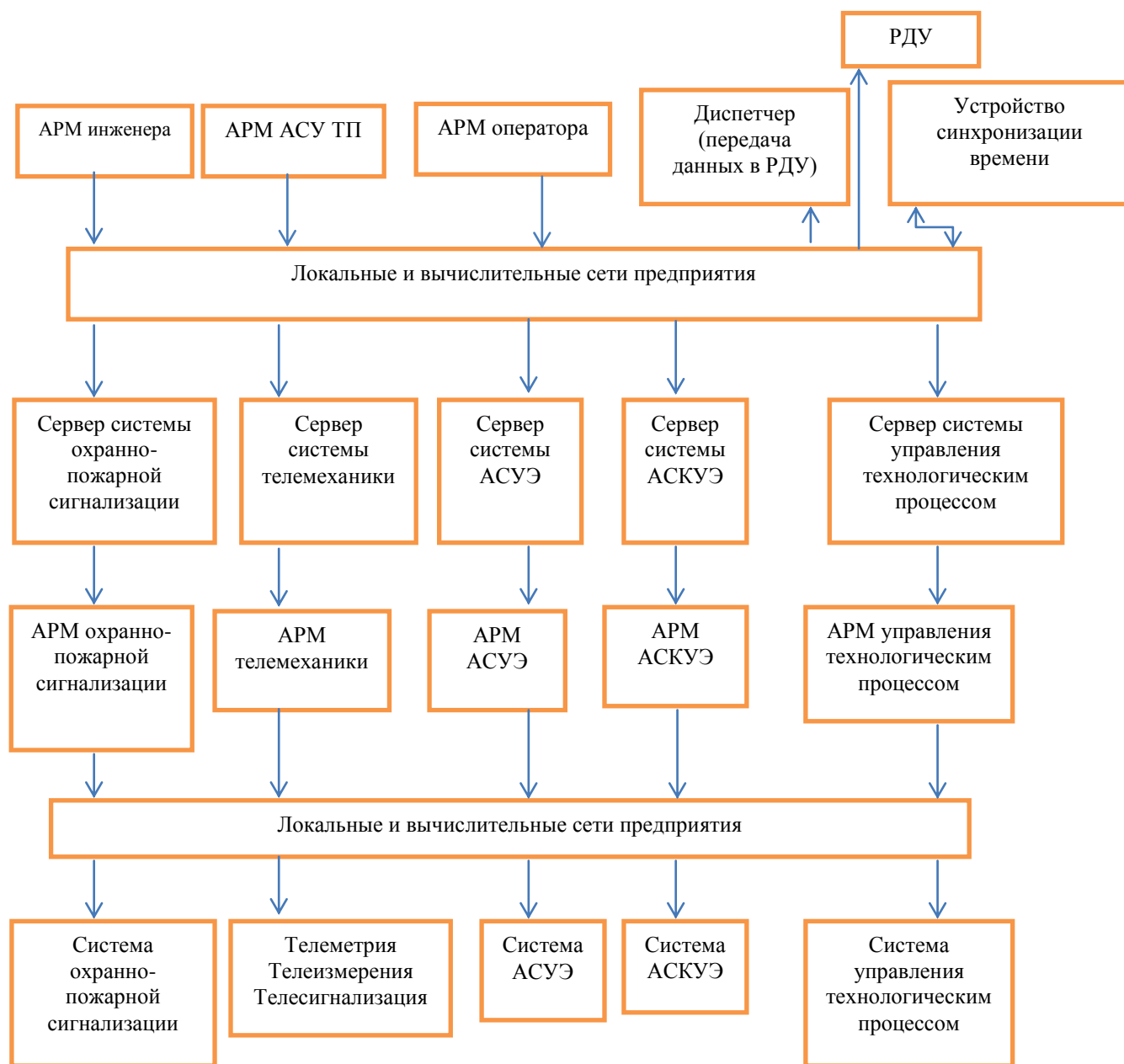


Рис. 1.1. Типовая схема АСУ ТП

АСУ ТП имеет деление, учитывающее специфику технологических процессов объекта управления. Электростанция условно делится на функциональные узлы, которые характеризуются относительной автономией

технологических задач, выполняемых ими. Структура алгоритмов управления, а также видеодиаграммы экранных изображений учитывают разграничение функциональных узлов. Это создает модульную структуру системы с хорошей обзорностью технических средств, алгоритмов управления и способов общения персонала с системой. Этим также достигается упрощение наладки, освоения ее персоналом и последующей эксплуатации.

Верхний уровень системы обеспечивает взаимодействие оператора с управляемым технологическим оборудованием электростанции, организует работу системы и подготовку массивов информации для использования ее неоперативным административно-техническим персоналом станции. Верхний уровень представлен компьютером АРМ оператора и сервером.

АРМ оператора размещается в оперативном контуре электростанции. АРМ предназначено для: визуализации параметров ТП, дистанционного управления исполнительными устройствами, ввода заданий регуляторам, просмотра отдельных протоколов, отчетов и сводок, включения или отключения управляющих подсистем (авторегулирования, автоматического включения резерва, функционально-группового управления и др.).

В качестве графического интерфейса использован программный пакет MS Internet Explorer, Netscape Navigator. На нем выполняются такие задачи, как проведение диагностики технических средств ПЛК, архивирование данных на долговременных носителях, формирование и просмотр отчетов и сводок, модификация параметров алгоритмов в контроллерах и другие.

Нижний уровень выполняет сбор, ввод и обработку аналоговой и дискретной информации в ПЛК, формирует и обрабатывает дискретные управляющие воздействия на агрегаты, а также осуществляет регулирование по различным законам и решает задачи защиты. Он включает контроллеры, объединенные дублированной сетью Ethernet, а также вспомогательное оборудование, обеспечивающее промежуточное усиление сигналов и другие вспомогательные функции. Нижний уровень также выполняет отдельные функции защит и автоматического управления при отсутствии связи с верхним

уровнем. Компьютеры верхнего уровня и контроллеры объединены дублированной сетью Internet. Помимо основной системы выполнена и не программируемая резервная система, предназначенная для ручного управления электроагрегатов и их остановки при отказе АСУ ТП.

В целом АСУ ТП должна проектироваться с использованием системного подхода, выражающегося в том, что вопросы выбора структуры и принципов построения автоматических систем, вопросы обеспечения надежности и качества, удобства эксплуатации должны решаться в их взаимосвязи и с учетом экономических факторов, массогабаритных характеристик, опыта эксплуатации подобных систем, трудоемкости обслуживания.

Всякая АСУ состоит из *функциональной и обеспечивающей частей*. Подсистемы, входящие в функциональную часть, называются *функциональными подсистемами АСУ*, а подсистемы, входящие в обеспечивающую часть – *обеспечивающими подсистемами АСУ*.

Задачи функциональных подсистем – это те задачи, ради решения которых и создается АСУ. Они различны для различных видов АСУ, т.е. для АСУТП одни функциональные задачи, а для АСУП – другие. В качестве примера рассмотрим состав функциональных подсистем АСУП.

Функциональные подсистемы АСУП соответствуют видам производственно-хозяйственной деятельности. Каждый производственный объект осуществляет, во-первых, основное производство. Для функционирования основного производства возникает вспомогательное производство. Кроме того, необходимо организовать процессы снабжения и сбыта и т.п.

Каждый из этих процессов представляет собой самостоятельный объект управления.

Таким образом, в состав функциональных подсистем АСУП входят, как правило, следующие подсистемы:

- подсистема технико-экономического планирования;
- подсистема оперативного управления основным производством;

- подсистема управления технической подготовкой производства;
- подсистема управления материально-техническим снабжением;
- подсистема управления сбытом и реализацией продукции;
- подсистема управления качеством;
- подсистема бухгалтерского учета и др.

Целью обеспечивающих подсистем является обеспечение решения задач функциональных подсистем АСУ. Состав обеспечивающих подсистем не зависит от вида АСУ и включает следующие подсистемы:

- информационное обеспечение;
- математическое обеспечение;
- программное обеспечение;
- техническое обеспечение;
- лингвистическое обеспечение;
- эргономическое обеспечение;
- правовое обеспечение и др.

Информационное обеспечение – это совокупность данных, необходимых для решения функциональных задач АСУ, организованных в виде баз и банков данных.

Математическое обеспечение – это математические модели, методы и алгоритмы для решения функциональных задач АСУ.

Программное обеспечение – это комплекс программ, применяющихся в АСУ. Различают общее и специальное программное обеспечение. *Общее ПО* осуществляет управление работой технических средств и информационной базы. *Специальное ПО* предназначено для решения функциональных задач.

Техническое обеспечение – это комплекс технических средств для сбора, передачи, хранения и обработки информации.

Лингвистическое обеспечение – это совокупность языковых средств, используемых для машинной обработки информации и облегчающих общение человека с техническими средствами АСУ.

Эргономическое обеспечение – это методы и средства, обеспечивающие

эффективное взаимодействие с системой всех категорий пользователей и обслуживающего персонала.

Правовое обеспечение – это совокупность документов, определяющих юридические аспекты функционирования АСУ.

Иерархия АСУ

С ростом числа задач управления в сложных системах значительно увеличивается объем переработанной информации и повышается сложность алгоритмов управления. В результате осуществлять управление централизованно невозможно, так как имеет место несоответствие между сложностью управляемого объекта и способностью любого управляющего органа получать и перерабатывать информацию.

Кроме того, в таких системах можно выделить, следующие, группы задач, каждая из которых характеризуется соответствующими требованиями по времени реакции на события, происходящие в управляемом процессе:

1) задачи сбора данных с объекта управления и прямого цифрового управления (время реакции , секунды, доли секунды);

2) задачи экстремального управления, связанные с расчётами желаемых параметров управляемого процесса и требуемых значений уставок регуляторов, с логическими задачами пуска и остановки агрегатов и др. (время реакции — секунды, минуты);

3) задачи оптимизации и адаптивного управления процессами, технико-экономические задачи (время реакции — несколько секунд);

4) информационные задачи для административного управления, задачи диспетчеризации и координации в масштабах цеха, предприятия, задачи планирования и др. (время реакции — часы).

Очевидно, что иерархия задач управления приводит к необходимости создания иерархической системы средств управления. Такое разделение, позволяя справиться с информационными трудностями для каждого местного органа управления, порождает необходимость согласования принимаемых этими органами решений, т. е. создания над ними нового управляющего органа.

На каждом уровне должно быть обеспечено максимальное соответствие характеристик технических средств заданному классу задач.

Кроме того, многие производственные системы имеют собственную иерархию, возникающую под влиянием объективных тенденций научно-технического прогресса, концентрации и специализации производства, способствующих повышению эффективности общественного производства. Чаще всего иерархическая структура объекта управления не совпадает с иерархией системы управления. Следовательно, по мере роста сложности систем выстраивается иерархическая пирамида управления. Управляемые процессы в сложном объекте управления требуют своевременного формирования правильных решений, которые приводили бы к поставленным целям, принимались бы своевременно, были бы взаимно согласованы. Каждое такое решение требует постановки соответствующей задачи управления. Их совокупность образует иерархию задач управления, которая в ряде случаев значительно сложнее иерархии объекта управления.

Схема управления ЭЭС организована по иерархическим принципам – во времени, в пространстве и ситуативная.

Иерархия во времени позволяет отдельно рассматривать задачи планирования режимов для различных периодов времени. Цели планирования режимов, исходная информация, состав задач зависят от периода планирования, что позволяет декомпозировать задачу управления во времени на несколько частей. В условиях эксплуатации, иерархия во времени имеет три взаимосвязанных временных уровня решения задач управления режимами:

- первый уровень. Составление долгосрочных планов режима системы с периодов упреждения до года или нескольких лет. Планируются режимы, необходимые для нужд всех видов деятельности при функционировании ЭЭС (технической, финансовой, хозяйственной), а также данный этап важен для взаимоотношений в современных рыночных условиях;

- второй уровень. Составление краткосрочных планов с заблаговременностью до месяца. Режимы планируются на каждые сутки месяца

и на этом этапе определяются и корректируются все детали, описывающие режим, в условиях случайного воздействия на систему;

- третий уровень. Управление режимами происходит в реальном времени функционирования энергосистемы. На данном уровне используются средства и системы ОДУ и автоматического управления режимами, с помощью которых корректируется запланированный режим на основе реальной информации с учетом требований к энергоснабжению.

Иерархия в пространстве имеет четыре уровня управления. Это вид иерархии позволяет управлять территориально распределенными объектами энергетики как единым целым.

Первый уровень управления – наивысший уровень принятия решений по управлению режимами системы страны. Это органы управления единой энергосистемой России. На уровне ЕЭС создан оптовый рынок электроэнергии и решаются отношения купли-продажи при взаимодействии региональных энергосистем, отдельных энергетических предприятий и отдельных крупных потребителей. Определяется продажа и покупка мощности и энергии между всеми субъектами рынка.

Второй уровень управления – органы управления объединенными энергосистемами регионов страны (ОЭС России). На этом уровне решаются вопросы взаимодействия районных энергосистем соответствующего региона. Все решения по управлению режимами, принятые на уровне ЕЭС, обязательны для выполнения в ОЭС.

Третий уровень – управление режимами районной энергосистемы или отдельными предприятиями определенной административно-территориальной единицы. Здесь функционирует региональный рынок электроэнергии. На нем формируются отношения купли-продажи между энергоснабжающими организациями и потребителями. Определяются режимы станций системы, режим электрических сетей и все мероприятия по выполнению требований к энергоснабжению потребителей. Решения, принятые на уровне ОЭС, обязательны для районной энергосистемы АО Энерго и отдельных

предприятий.

Четвертый уровень – электростанции, предприятия электрических и тепловых сетей, обеспечивающие энергоснабжение на уровне АО Энерго. На этом уровне определяется режим агрегатов с учетом тех заданий, которые установлены на уровне района энергоснабжения.

Для любого нижнего уровня нагрузка станций, перетоки по ЛЭП и другие параметры определяются с учетом условий, формируемых на более высоком уровне.

Ситуативная иерархия устанавливает приоритеты решения режимных задач в зависимости от состояния системы.

Наивысший приоритет имеют задачи, которые необходимо решать в аварийных ситуациях. За ними следуют задачи, возникающие в утяжеленных условиях и те, которые соответствуют нормальным условиям. Данная последовательность определяется требованиями надежности.

Иерархичность задач управления режимами позволяет иметь эффективную систему управления режимами.

Упрощенная модель энергетическим объектом показана на рис. 5. На входе имеются параметры X , на выходе - Y . Регулирование состояния объекта по принципу обратной связи обеспечивается воздействием на X в зависимости от Y . Это осуществляется функцией связи Z .

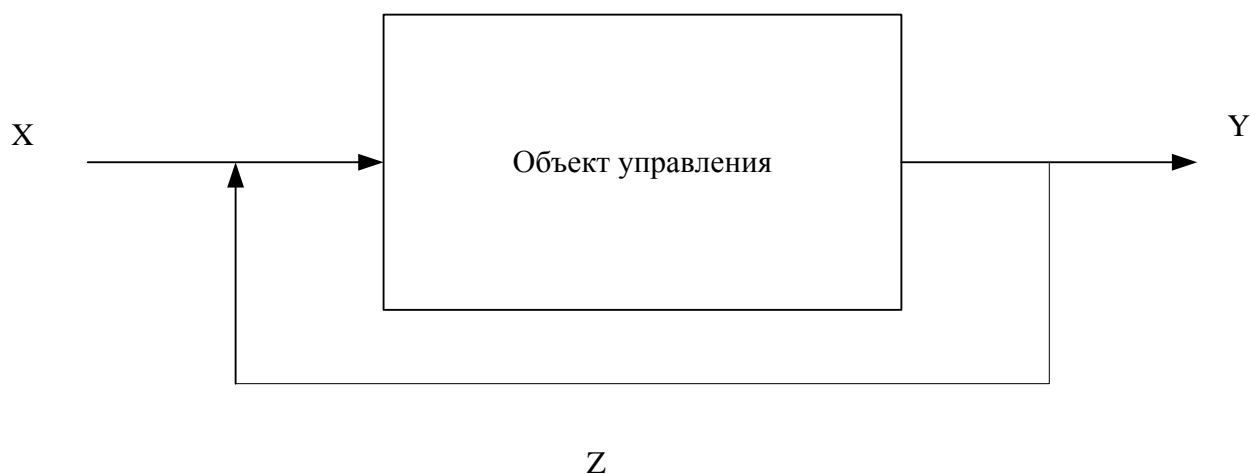


Рис. 1.2. Схема управления режимами

Средства и системы управления энергетическими объектами

Система управления энергетическим производством является совокупностью организационных систем управления, диспетчерского управления и средств автоматического управления.

Для повышения эффективности управления энергообъектами необходимо создание единой централизованной системы мониторинг энергетического хозяйства России на основе современных информационных технологий путем интеграции существующих, разрабатываемых и планируемых мониторинговых систем в энергетическом секторе экономики.

Энергетический мониторинг (ЭМ) – это систематическое наблюдение, диагностика, анализ, оценка и прогноз состояния и взаимосвязей энергетического хозяйства регионов России, происходящих в нем процессов на базе система сбора, систематизации, хранения, обработки и выдачи соответствующих данных и документов.

В систему ЭМ включены следующие специализированные подсистемы ЭМ:

- энергопотребление и энергоснабжение;
- природные энергоресурсы;
- экологическая безопасность энергетических объектов;
- производственные мощности в отраслях ТЭК;
- производство, поставки и баланс энергоресурсов;
- экономические характеристики и процессы в ТЭК;
- технический прогресс в отраслях ТЭК;
- состояние и режимы работы элементов систем энергетики;
- техническая безопасность энергетических объектов;
- хозяйственно-экономическое и технологическое управление в энергетике;
- энергетическая безопасность.

Контрольные вопросы по теме

1. Дайте определение автоматической системы управления.
2. Дайте определение автоматизированной системы управления.
3. Что подразумевается под термином «оптимизация»?
4. Преимущества автоматизированных систем управления.
5. В чем заключается системный подход в вопросах автоматизированных систем управления в энергетике?
6. Цели и задачи автоматизации управления в энергетических системах.
7. Дайте определение автоматической системы управления.
8. Дайте определение автоматизированной системы управления.
9. Что подразумевается под термином «оптимизация»?
10. Преимущества автоматизированных систем управления.
11. В чем заключается системный подход в вопросах автоматизированных систем управления в энергетике?
12. Цели и задачи автоматизации управления в энергетических системах.

1.2 Автоматизированное управление в электроэнергетике

Электроэнергетика производит, передаёт и потребляет электрическую энергию по линиям электропередачи до конечного потребителя.

Электроэнергетика разделена на три группы компаний:

- 1) генерирующие;
- 2) электросетевые (передающие);
- 3) сбытовые.

Их деятельность координирует компания «Системный оператор».

Электросетевые компании, в свою очередь, делятся на

- 1) Федеральная сетевая компания, передающая по стране огромные мощности, владеющая линиями напряжением от 220 до 750 кВ;
- 2) Межрегиональные распределительные сетевые компании, объединенные в холдинг, раскинувшейся по всей стране, с штаб-квартирой в

Москве – крупнейшая сетевая компания в мире, в её ведении находится около 2,1 млн км линий электропередачи.

Для управления всей системой электроснабжения применяется автоматизированная система управления - комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса, производства, предприятия. Термин "автоматизированная", в отличие от термина "автоматическая" подчёркивает сохранение за человеком-оператором некоторых функций, либо наиболее общего, целеполагающего характера, либо не поддающихся автоматизации.

Важнейшая задача АСУ — повышение эффективности управления объектом на основе роста производительности труда и совершенствования методов планирования процесса управления. Различают автоматизированные системы управления объектами (технологическими процессами — АСУТП, предприятием — АСУП, отраслью — ОАСУ) и функциональные автоматизированные системы, например, проектирование плановых расчётов, материально-технического снабжения и т.д.

В общем случае, систему управления можно рассматривать в виде совокупности взаимосвязанных управленческих процессов и объектов. Обобщенной целью автоматизации управления является повышение эффективности использования потенциальных возможностей объекта управления. Таким образом, можно выделить ряд целей:

- 1) предоставление лицу, принимающему решение (ЛПР) данных для принятия решений;
- 2) ускорение выполнения отдельных операций по сбору и обработке данных;
- 3) снижение количества решений, которые должно принимать ЛПР;
- 4) повышение уровня контроля и исполнительской дисциплины;
- 5) повышение оперативности управления;
- 6) снижение затрат ЛПР на выполнение вспомогательных процессов;

7) повышение степени обоснованности принимаемых решений.

В сфере энергетического производства с позиций управления можно выделить следующие основные классы структур систем управления: децентрализованную, централизованную, централизованную рассредоточенную и иерархическую.

Децентрализованная структура

Построение системы с такой структурой эффективно при автоматизации технологически независимых объектов управления по материальным, энергетическим, информационным и другим ресурсам. Такая система представляет собой совокупность нескольких независимых систем со своей информационной и алгоритмической базой.

Для выработки управляющего воздействия на каждый объект управления необходима информация о состоянии только этого объекта.

Централизованная структура

Централизованная структура осуществляет реализацию всех процессов управления объектами в едином органе управления, который осуществляет сбор и обработку информации об управляемых объектах и на основе их анализа в соответствии с критериями системы вырабатывает управляющие сигналы. Появление этого класса структур связано с увеличением числа контролируемых, регулируемых и управляемых параметров и, как правило, с территориальной рассредоточенностью объекта управления.

Достоинствами централизованной структуры являются:

- достаточно простая реализация процессов информационного взаимодействия;
- принципиальная возможность оптимального управления системой в целом;
- достаточно легкая коррекция оперативно изменяемых входных параметров;

- возможность достижения максимальной эксплуатационной эффективности при минимальной избыточности технических средств управления.

Недостатки централизованной структуры следующие:

- необходимость высокой надежности и производительности технических средств управления для достижения приемлемого качества управления;
- высокая суммарная протяженность каналов связи при наличии территориальной рассредоточенности объектов управления.

Централизованная рассредоточенная структура

Основная особенность данной структуры — сохранение принципа централизованного управления, т.е. выработка управляющих воздействий на каждый объект управления на основе информации о состояниях всей совокупности объектов управления. Некоторые функциональные устройства системы управления являются общими для всех каналов системы и с помощью коммутаторов подключаются к индивидуальным устройствам канала, образуя замкнутый контур управления.

Алгоритм управления в этом случае состоит из совокупности взаимосвязанных алгоритмов управления объектами, которые реализуются совокупностью взаимно связанных органов управления. В процессе функционирования каждый управляющий орган производит прием и обработку соответствующей информации, а также выдачу управляющих сигналов на подчиненные объекты. Для реализации функций управления каждый локальный орган по мере необходимости вступает в процесс информационного взаимодействия с другими органами управления. Достоинства такой структуры: снижение требований к производительности и надежности каждого центра обработки и управления без ущерба для качества управления; снижение суммарной протяженности каналов связи.

Недостатки системы в следующем:

- усложнение информационных процессов в системе управления из-за необходимости обмена данными между центрами обработки и управления, а также корректировка хранимой информации;

- избыточность технических средств, предназначенных для обработки информации;

- сложность синхронизации процессов обмена информацией.

АСУ ТП ГЭС

АСУ ТП ГЭС стационарного (верхнего) уровня - комплекс программно-технических средств, предназначенный для автоматизации управления и оптимизации эксплуатации оборудования основных и вспомогательных технологических процессов производства и распределения электроэнергии, формирования единой базы данных, хранения и анализа архивной информации, выполнения расчетных задач. Также комплекс является технологической основой для перехода от системы планово-предупредительных ремонтов к системе ремонтов по состоянию за счет глубокой автоматизации оборудования, внедрения систем мониторинга и диагностики.

Объектом управления АСУ ТП ГЭС является гидроэлектростанция со всем основным и вспомогательным оборудованием, гидротехническими сооружениями и электротехническим оборудованием подстанции и распределительных установок. Технологические процессы на ГЭС характеризуются относительной простотой, оборудование обладает высокой маневренностью. Поэтому гидростанции широко используются в энергосистемах как источники пиковой мощности и энергии, отличаются высокой степенью автоматизации основных технологических процессов.

Область применения

Комплекс АСУ ТП ГЭС стационарного уровня предназначен для использования как на реконструируемых, так и на вновь возводимых объектах гидроэнергетики. Система управления масштаба станции является единым комплексом высокой степени интеграции, объединяющим в себя все подсистемы выработки и распределения электроэнергии станции, и позволяет

осуществлять управление всеми процессами из единого центра. Интеграция подсистем и ведение общей базы данных позволяет предоставить оператору единый комплексный интерфейс, учитывать взаимные связи и блокировки, производить общую обработку данных различных подсистем, синхронизированных по времени.

Введение данного комплекта повышает надежность и эффективность работы оборудования, а также уменьшает возможность ошибочных действий персонала и улучшает условия работы.

Цели применения системы:

- повышение уровня надежности и безопасности работы оборудования;
- снижение вероятности возникновения аварийных ситуаций путем предотвращения заведомо неверных действий персонала;
- осуществление оперативного мониторинга и диагностики состояния оборудования, прогнозирования вероятных аварийных ситуаций и определения остаточного ресурса оборудования;
- улучшение условий работы персонала путем создания единого человеко-машинного интерфейса, а также повышение уровня информационной обеспеченности путем внедрения экспертной справочной системы и электронного архива документации;
- повышение уровня экономической эффективности эксплуатации;
- сокращение издержек на планово-предупредительные ремонты и комплексные обследования основного оборудования за счет оптимизации режима его работы и внедрения средств мониторинга и диагностики;
- сокращение времени простоя оборудования при аварийных отключениях за счет повышения информативности о месте и характере дефекта.

Структура комплекса

АСУ ТП ГЭС станционного уровня построена как интегрированный информационно-управляющий комплекс по принципу распределения функций между подсистемами, способными автономно управлять объектом

автоматизации.

Верхний уровень включает следующие программно-технические комплексы оперативно-диспетчерского управления нормального и аварийного режимов, средства интеграции с контрольно-измерительными системами и внешними информационными системами:

- средства преобразования и передачи цифровой информации;
- кабельно-коммуникационные средства приема и передачи информации (контроллеры интерфейсов, сетевые адаптеры, концентраторы, кабели и др.);
- средства обработки информации (процессорные платы, модули центральных процессоров);
- средства хранения информации (магнитные и оптические устройства хранения и съема информации);
- средства отображения информации (видеомониторы, мнемощит);
- средства ввода различных директив управления в систему;
- устройства бесперебойного электропитания;
- средства документирования информации;
- система единого времени;

Связь между компонентами системы и другими подсистемами осуществляется посредством высокоскоростной оптоволоконной сети Ethernet TCP/IP, имеющей отказоустойчивую топологию.

Структура системы предусматривает возможность дальнейшего наращивания и расширения состава решаемых задач и выполняемых функций и может варьироваться применительно к особенностям технологического оборудования и составу уже введенных в эксплуатацию подсистем конкретного объекта.

Программное обеспечение АСУ ТП

В состав АСУ ТП ГЭС верхнего уровня входит специализированное прикладное программное обеспечение автоматизации оперативного диспетчерского управления SCADA-система, реализующее функции сбора данных, их графического представления, а также архивацию на базе серверов

БД SQL или ORACLE.

SYNDIS RV имеет интуитивно понятный интерфейс, позволяющий оперативному персоналу осуществлять быстрый доступ к необходимой информации. Реализует функции динамического выделения цветом объектов в зависимости от состояния оборудования, визуализацию динамически меняющихся процессов, персональную настройку рабочего экрана оператора и фильтров выбора контролируемых параметров.

SYNDIS RV соответствует следующим принципам построения и функциональным качествам:

- модульность всех составляющих, иерархичность ПО и данных;
- открытость и простота интеграции (возможность расширения и модификации), использование стандартизованных интерфейсов, форматов файлов, кодировок;
- высокое быстродействие, сравнимое со скоростью протекания регистрируемых электрических процессов;
- реализация функции цифрового осциллографирования;
- возможность создания экранных (мультиэкранных) форм отображения технологической схемы процесса;
- фиксация аварийных ситуаций, возникающих в технологическом процессе, и обеспечение возможности информирования оператора о них;
- обеспечение механизма формирования отчетности, как периодической, так и по запросу оператора;
- возможность реализации алгоритмов управления, включая математические и логические вычисления;
- обеспечение связи с контроллерами нижнего уровня;
- обеспечение механизма обмена информацией с вышестоящими и внешними информационными системами;
- гибкость (возможность внесения изменений и перенастройки);
- надежность (соответствие заданному алгоритму, отсутствие ложных действий, защита от разрушения как программ, так и данных);

- устойчивость (сбой в работе отдельных приложений не должен приводить к отказам, как системного ПО, так и системы в целом);
- унификация решений;
- простота и наглядность.

Контрольные вопросы по теме

1. Дать характеристику и перечислить достоинства и недостатки децентрализованной системы управления.
2. Дать характеристику и перечислить достоинства и недостатки централизованной системы управления.
3. Дать характеристику и перечислить достоинства и недостатки иерархической системы управления.
4. Цели, задачи и структура АСУ ТП ГЭС.
5. Структура комплекса АСУ ТП ГЭС.
6. Программное обеспечение АСУ ТП ГЭС.

1.3 Прогнозирование электропотребления и графиков электрических нагрузок

В АСУ решается множество задач построения статистических характеристик по тем данным, которые накапливаются в эксплуатации. Примером могут быть характеристики расходов электроэнергии \mathcal{E} или других видов ресурсов на выпуск продукции Π (рис. 1.3).

Пусть накоплены данные, которые образуют поле точек – требуется подобрать аппроксимирующую функцию (составить аналитическое выражение) для характеристики $\mathcal{E}(\Pi)$. Точки 1, 2, 3 получены по данным наблюдений. От аппроксимирующей функции они отличаются на величины $\Delta\mathcal{E}_1$, $\Delta\mathcal{E}_2$, $\Delta\mathcal{E}_3$. Поскольку $\Delta\mathcal{E}_i$ могут быть и положительными и отрицательными, то используется квадратичная форма, и задача заключается в том, чтобы найти такую функцию, при которой сумма квадратов величин $\Delta\mathcal{E}_i$ наименьшая, т.е.

$$\sum_i (\mathcal{E}_i - \mathcal{E}_{\text{ли}})^2 = \sum_i \Delta \mathcal{E}_i^2 = \min. \quad (1.1)$$

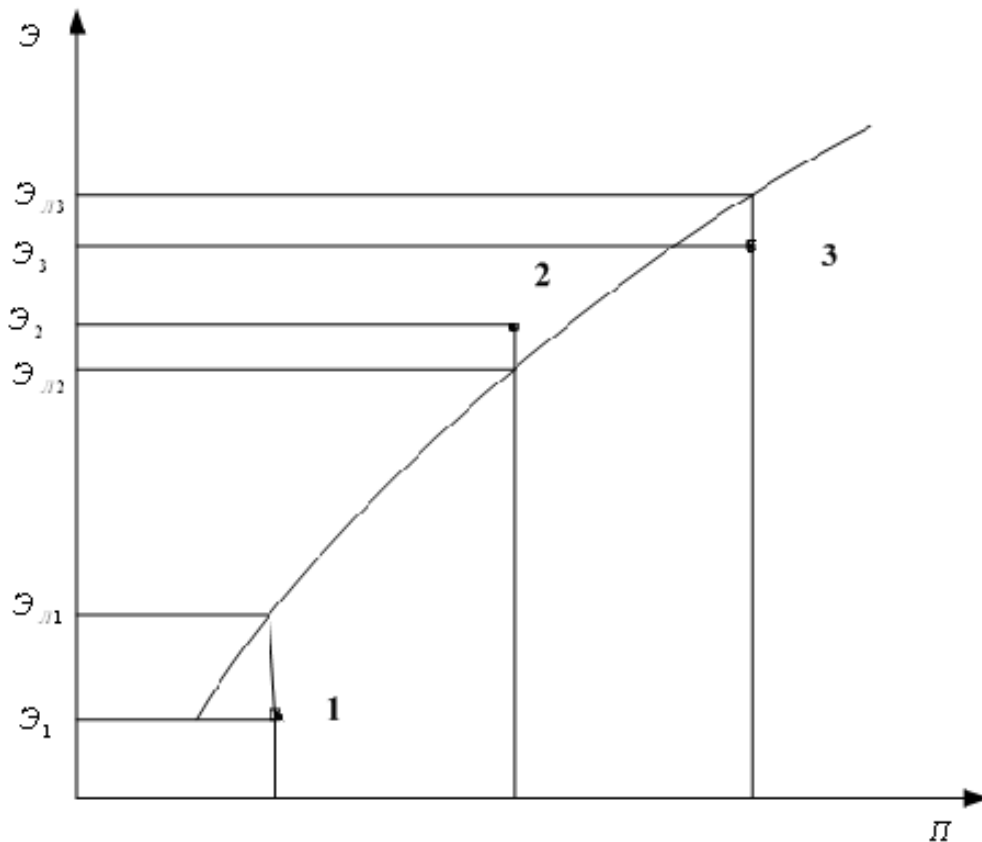


Рис. 1.3. Характеристика расхода электроэнергии \mathcal{E} на выпуск продукции Π

Форма функциональной зависимости

$$\Pi = \tilde{a} + \tilde{b}\mathcal{E}_i + \tilde{c}\mathcal{E}_i^2, \quad (1.2)$$

где \tilde{a} , \tilde{b} , \tilde{c} - неизвестные коэффициенты.

Тогда

$$\sum_i \Delta \mathcal{E}_i^2 = (\tilde{a} + \tilde{b}\mathcal{E}_i + \tilde{c}\mathcal{E}_i^2 - \mathcal{E}_i)^2 \rightarrow \min. \quad (1.3)$$

Решая систему таких уравнений для всех точек i с использованием метода наименьших квадратов, можно найти аппроксимирующую функцию, дающую минимальные отклонения от фактических ее точек. Функция будет иметь вид

$$П = a + bЭ_i + cЭ_i^2, \quad (1.4)$$

где a , b , c - известные множители.

Большая необходимость имеется в решении различных задач прогнозирования. В их числе потребность энергоресурсов, графики нагрузок, надежность оборудования. Рассмотрим задачу прогнозирования потребления электроэнергии. Случайный характер электропотребления определяется геофизическими процессами (температурой воздуха, солнечной активностью и пр.), действиями трудовых коллективов (изменением производительности труда, нарушением ритмичности снабжения материалами и сырьем), состоянием оборудования и др.

Электропотребление меняется внутри недели, месяца, года. Допустим, рассматривается задача прогнозирования электропотребления в течение года при условии, что техническое состояние предприятия и вид отпускаемой продукции не меняется. Тогда на основе статистических данных процесс электропотребления может быть представлен в виде временного ряда $Э(t)$

$$Э(t) = T(t) + s(t) + \delta(t), \quad (1.5)$$

где $T(t)$ - тренд, т.е. устойчивое изменение электропотребления внутри года;

$S(t)$ - сезонная составляющая, т.е. изменение электропотребления по отношению к тренду в зависимости от сезонов года;

$\delta(t)$ - случайная составляющая.

Составляющие $T(t)$ и $S(t)$ в сумме характеризуют регулярные изменения электропотребления.

По статистическим данным можно математически описать все составляющие случайного процесса. Обычно $T(t)$ - это функция первого, второго порядка, $S(t)$ - набор гармонических функций. На рис. 1.4 приведен пример таких функций.

Достоверность модели зависит от правильного выбора периода ретроспекции. В эксплуатационных условиях настоящего времени период ретроспекции меняется от месяца до года. Модель проверяется по

статистическим критериям и в их числе по среднеквадратичной погрешности.

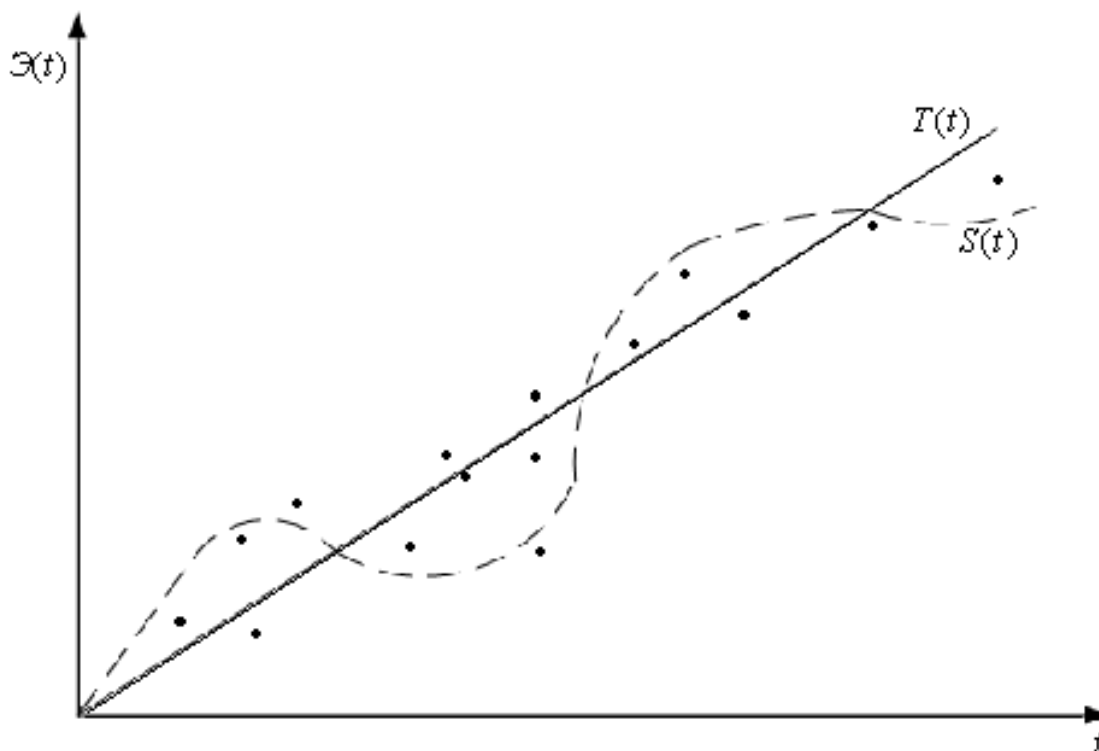


Рис. 1.4. Прогнозирование электропотребления

Точность модели зависит от количества точек исходного ряда данных, от вида функций для компонентов модели. Подбор функций ряда должен проверяться по погрешностям. Необходимо выбирать наиболее точные функции. Выбирается функция тренда, число значимых гармоник для сезонной составляющей, подбирается по возможности и модель случайной составляющей.

Прогноз на момент времени $(t + \Delta t)$ определяется как

$$\mathcal{E}(t + \Delta t) = T(t + \Delta t) + s(t + \Delta t) + \delta(t + \Delta t). \quad (1.6)$$

Каждая составляющая модели отражает определенную сторону моделируемого процесса. При выделении тренда производится сглаживание ряда за счет осреднения данных на нескольких интервалах времени. Если рассматривается годовой период, то, например, суточные данные можно усреднять на месячных интервалах. Если рассматривается многолетний период, то можно усреднять данные по годам. Осреднение позволяет оценить основную

тенденцию процесса. Функция тренда подбирается с помощью полиномиальной регрессии. Коэффициенты регрессии подбираются с использованием метода наименьших квадратов. Как правило, для тренда степень полинома не больше второй.

После выделения тренда остатки имеют вид

$$\mathcal{E}(t) = s(t) + \delta(t). \quad (1.7)$$

Из остатков выделяется сезонная составляющая. Сезонность проявляется в виде циклического процесса, моделирование которого можно выполнить на использовании ряда Фурье, т.е. синусоидальными и косинусоидальными функциями, имеющими различные периоды. В общем виде сезонная составляющая

$$s(t) = \sum A_i \cos(\omega_i t) + \sum B_i \sin(\omega_i t), \quad (1.8)$$

где A_i , B_i - искомые коэффициенты, i - номер гармоники.

После выделения тренда и сезонной составляющей остаются случайные остатки $\delta(t)$, которые характеризуют стационарный случайный процесс и в общем случае складываются из колебаний, которые поддаются описанию I_t , и случайных $\varepsilon(t)$, которые не поддаются описанию. Компонента I_t может рассматриваться как авторегрессия

$$I_t = a_1 I_{t-1} + a_2 I_{t-2} + \dots + a_k I_{t-k}. \quad (1.9)$$

В составе функций оперативно-диспетчерского управления одно из ведущих мест занимает задача планирования электрических режимов, которая используется на уровнях перспективного, долгосрочного и краткосрочного планирования, а также при оперативном и автоматическом управлении режимом ЭЭС.

К перспективному и долгосрочному относится планирование режимов на несколько лет, год, квартал, месяц. При планировании электрических режимов эти расчетные периоды разбиваются на расчетные интервалы времени, которые изменяются от недели до месяца.

К краткосрочному относится планирование режимов на неделю, сутки.

При краткосрочном планировании электрических режимов эти расчеты производятся для отдельных часов суточного графика нагрузки ЕЭС, ОЭС, ЭЭС, частей ЭЭС (например, часы утреннего и вечернего максимума нагрузки, часы дневного и ночного минимума нагрузки, часы, в которые предполагается вывод оборудования в ремонт и т.п.).

Результатами планирования электрических режимов являются:

- прогнозы активных и реактивных нагрузок по узлам электрической сети;
- уточнение расчетных электрических схем по результатам эквивалентирования и пропускных способностей электрической сети по условиям устойчивости;
- оценка показателей надежности, безопасности и качества электроснабжения потребителей;
- уточнение режимных инструкций, содержащих описание области допустимых схем и режимов, а также уставок устройств, обеспечивающих автоматическое управление режимами.

В процессе краткосрочного планирования электрических режимов используются результаты, полученные при их долгосрочном планировании, при этом производится уточнение и корректировка решений с учетом уточненных схемно-режимных условий. Результаты решения задач краткосрочного планирования электрических режимов передаются на уровень оперативного управления режимами в качестве плановых значений.

Прогноз активных и реактивных нагрузок обеспечивает основную исходную информацию для принятия решений при управлении режимами ЭЭС в процессе планирования их нормальных электрических режимов. На его основе рассчитываются исходные и оптимальные электрические режимы ЭЭС, оценивается их надежность, экономичность, качество электроэнергии и т.п. Точность прогноза нагрузки существенным образом влияет на перечисленные выше показатели, а также в значительной степени определяет выбор состава работающего оборудования, распределение резервов, разрешение оперативных

заявок на вывод в ремонт основного генерирующего и сетевого оборудования. Временной диапазон прогнозирования охватывает интервал времени от предстоящих суток до недели при краткосрочном планировании и от месяца до года при долгосрочном планировании режимов. При этом, как правило, обеспечивается прогноз суточных графиков суммарных часовых электрических активных нагрузок ЭЭС и значительно реже осуществляется прогнозирование узловых активных нагрузок в ЭЭС.

Графики электрической нагрузки определяются режимом потребителей. По конфигурации имеются четыре характерных графика нагрузки (Рис. 1.5):

- с утренним максимум нагрузки;
- с вечерним максимум нагрузки;
- с одинаковым утренним и вечерним максимумами нагрузки;
- с равномерным режимом без явно выраженного максимума нагрузки.

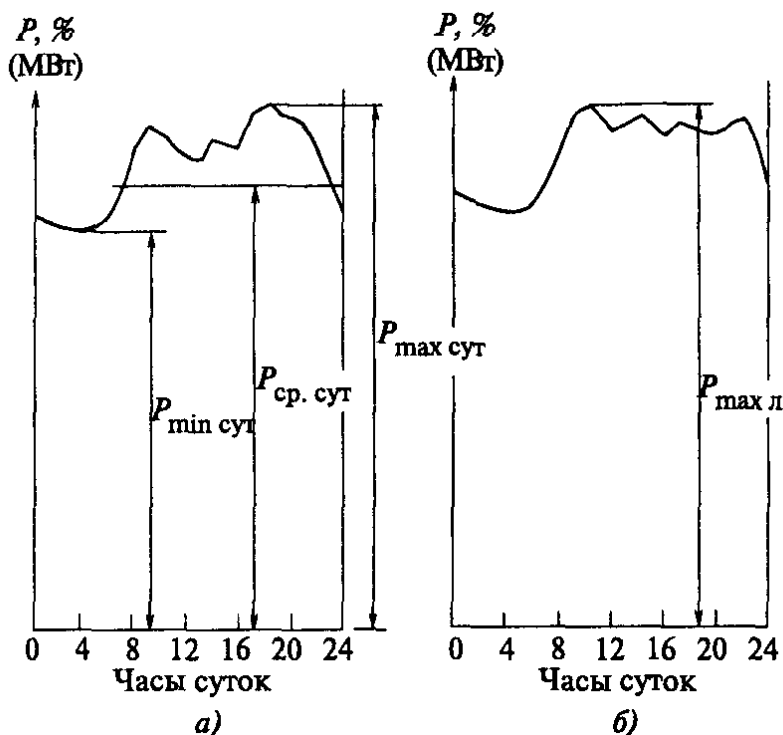


Рис. 1.5. Суточные графики электрических нагрузок: а) с вечерним максимум нагрузки; б) с одинаковым утренним и вечерним максимумами нагрузки

Чаще всего графики нагрузки имеют два максимума – утренний и вечерний и два провала – дневной и ночной. Большое влияние на

максимальные нагрузки системы имеют осветительная и бытовая нагрузки, поэтому в летнее время утренний максимум ниже вечернего, а в зимнее наоборот. В каждой энергосистеме особое внимание уделяется анализу и планированию графиков нагрузки. В различных задачах используются суточные, недельные и годовые графики нагрузки. Суточные нагрузки являются основными, и они используются для построения недельных и годовых графиков при соответствующем осреднении.

Суточный график дает значения мощности на определенных интервалах времени. Например, при организации управления спросом потребителю сообщают цены на энергию от 10 до 30 мин. При устойчивой нагрузке интервал может составлять 2...4 часа. Выбор интервала определяется при разработке правил управления системой.

Суточный график имеет три режимные зоны:

- базовую до P_{\min} ;
- полупиковую от P_{\min} до $P_{\text{ср}}$;
- пиковую от $P_{\text{ср}}$ до P_{\max} .



Рис. 1.6. Типовой суточный график нагрузки энергосистемы

Электростанции с учетом их технической возможности несут основную

нагрузку в определенной режимной зоне. Соответственно и их экономические показатели различны в различных зонах графика нагрузки. В базовой зоне выгодно размещать самые экономичные станции. Здесь нет расходов на пуск-остановку, регулирование. В полупиковой зоне станции участвуют в регулировании нагрузки, и у них должна быть такая техническая возможность. В пиковой зоне могут работать только те станции, которые приспособлены к регулированию и могут достаточно часто менять свой режим. Деление на режимные зоны позволяет планировать режим работы электростанций.

При планировании суточных режимов часто используются характерные графики нагрузок: понедельник, среднерабочий день (вторник, среда, четверг, пятница), суббота, воскресенье. При большом изменении конфигурации типовые графики нагрузки составляются для каждого дня недели. Разработка типовых графиков нагрузки является одной из задач прогнозирования.

Скорость изменения нагрузки в пиковой зоне. Большое значение для регулирования мощности имеет скорость увеличения или снижения нагрузки в период прохождения максимума. Скорость изменения нагрузки составляет 2...10 % в час. Чем крупнее энергосистема, тем скорость изменения меньше. Нарастание максимума происходит за 3...7 часов. Энергосистема средней мощности имеет максимум нагрузки 2...3 тыс. МВт, и при таких скоростях возникает необходимость в систематическом подключении-отключении агрегатов или в изменении их нагрузки. Появляются пусковые расходы, расходы на неустановившийся режим, растет загрузка оперативного персонала. Потребители по-разному влияют на регулирование нагрузки и должны оплачивать рост затрат системы в соответствии со своим влиянием.

Показатели суточных графиков нагрузки. Показатели графиков нагрузки применяются для их сравнения. Они отражают требования к режиму станций. Обычно применяются показатели в относительных единицах. Наиболее характерными являются три показателя:

- плотность графика нагрузки

$$\gamma = \frac{P_{cp}}{P_{max}}; \quad (1.10)$$

- неравномерность графика нагрузки

$$\beta = \frac{P_{min}}{P_{max}}; \quad (1.11)$$

- число часов использования максимальной нагрузки, которое обычно рассчитывается для годового периода

$$T_{max} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{P_{max}}, \quad (1.12)$$

где $\mathcal{E}_{год}$ - величина электропотребления за год.

Показатель плотности γ в различных энергосистемах меняется от 0,4 до 0,9. Чем больше доля тяжелой промышленности, тем больше показатель. В основном он показывает, как используются установленные мощности электростанций.

Показатель неравномерности β показывает, какова величина регулируемой мощности. Если минимум существенно отличается от максимума, то в системе обязательно должны быть ГЭС или другие станции, приспособленные к пиковым нагрузкам. Проблема пиковых нагрузок появляется при большой доле бытового потребителя и большой доле легкой промышленности с односменным производством.

Показатель T_{max} играет большую роль при выборе структуры установленных мощностей. По значению T_{max} системы подразделяются на три группы:

- с малой плотностью нагрузки $T_{max} \leq 4000$ ч;
- со средней плотностью нагрузки $4000 \leq T_{max} \leq 6000$ ч;
- с высокой плотностью нагрузки $T_{max} \geq 6000$ ч.

Для групп потребителей по величине T_{max} существуют типовые графики нагрузок, по которым можно анализировать режим системы, если отсутствуют достоверные данные.

Некоторые формы задания суточного графика нагрузки. При расчете режимов может задаваться график нагрузки, включающий в нагрузку потери мощности в электрических сетях. При таком задании неизвестно, в какой мере отдельные потребители влияют на потери. Такая форма применяется достаточно часто. Однако при справедливых отношениях купли-продажи потери должны иметь адресность. И конкретный потребитель должен оплачивать ту долю потерь, которая связана с его нагрузкой.

Другой является форма, когда график нагрузки построен как сумма нагрузок потребителей, а потери рассчитываются и распределяются между потребителями. В этом случае известна величина потерь в ЛЭП, по которой осуществляется транспорт энергии к потребителю и можно оценить эффективность транспорта энергии. Все оптимизационные алгоритмы используют этот подход.

Недельные графики нагрузки. Недельные периоды позволяют выявить процесс изменения электропотребления и нагрузки, а также разработать мероприятия по управлению энергосистемой, например по пуску – останову агрегатов, по проведению текущих ремонтов на станциях и ЛЭП, по проведению испытания оборудования. Недельные графики чаще всего представляются следующим образом:

- графики изменения электропотребления по дням недели - $\mathcal{E}(\tau)$, τ - день недели;
- графики изменения максимальных мощностей по дням недели $P_{\max}(\tau)$;
- графики изменения почасовых мощностей в течение недели $P(t)$, т.е. последовательность из суточных графиков нагрузки за все дни недели.

Графики электропотребления $\mathcal{E}(\tau)$ необходимы для составления баланса энергии, для составления баланса топлива и для рационального использования гидроресурсов. Оперативная деятельность системы включает как обязательный этап планирования режима от нескольких суток до недели.

Годовые графики нагрузки системы. Годовые графики нагрузки системы

представляются в виде:

- изменения максимальных месячных мощностей за все месяцы года

$P_{\max}(K)$, K - номер месяца;

- электропотребления по месяцам $\mathcal{E}(K)$.

Годовые графики характеризуются значительным летним провалом. Это связано с сезонными изменениями нагрузки. Максимум нагрузки имеет место в зимние периоды и, в зависимости от температуры, наблюдается в январе, феврале, декабре. Динамика нагрузки отражает не только сезонные изменения, но и прирост нагрузки за счет ввода новых потребителей или расширения существующих производственных мощностей. Минимальная нагрузка наблюдается в летние месяцы (июль, август) и может снижаться на 10...20 % и больше. Решающее значение здесь имеют сезонность и технология производства потребителей.

Графики годовых максимумов используются для планирования ремонтных работ. При снижении летних нагрузок ремонтируется оборудование ТЭС. Период проведения ремонтов на ГЭС определяется с учетом вводно-энергетических режимов и чаще всего ремонты проводятся в весенний или осенний периоды. Графики годового электропотребления необходимы для составления топливного баланса, для заключения договоров на поставку топлива, а также для разработки долгосрочных договоров на покупку (продажу) электроэнергии на оптовом и региональном рынках.

Область использования различных графиков нагрузки представлена табл.1.1.

Прогнозирование графиков нагрузки

Прогнозирование суточного графика нагрузки.

При прогнозировании суточных ГЭН используется статистическая информация за сравнительно короткий период до месяца. По данным ретроспективы строятся регрессионные зависимости $P_{\max}(P_{cp})$ и $P_{\min}(P_{cp})$.

Таблица 1.1 - Использование графиков нагрузки при решении задач управления системой

Суточный график нагрузки	Недельный график нагрузки	Годовой график нагрузки
Оперативное планирование и регулирование балансов электрической энергии и мощности с заблаговременностью от минут до нескольких суток	Определение готовности работы оборудования Управление режимами с учетом недельной неравномерности нагрузки	Планирование хозяйственной деятельности Планирование капитальных ремонтов Планирование обеспечения топливом
Регулирование отношений купли-продажи на электроэнергетическом рынке	Проведение текущих ремонтов, осмотров ревизий Недельное регулирование вводно-энергетических режимов ГЭС	Водно-энергетическое регулирование ресурсов водохранилищ ГЭС Планирование товарно-ценовой деятельности

Такие модели увязывают электропотребление (среднюю мощность P_{cp}) параметрами графика нагрузки (максимальной нагрузкой P_{max} и минимальной нагрузкой P_{min}). Это одно из требований к моделям прогнозирования нагрузки. При подборе регрессионных моделей используется целесообразность группировки информации по рабочим и нерабочим дням за период ретроспекции.

Например, модель прогноза максимальных и минимальных нагрузок в зимний месяц может иметь следующий вид:

$$P_{max} = 541,856 + 0,856P_{cp},$$

коэффициент корреляции $r = 0,911$;

$$P_{min} = 274,38 + 0,692P_{cp} \text{ и } r = 0,671.$$

Другим вариантом составления прогнозов является использование статистических коэффициентов по типовым суткам. Специальное исследование

показало, что типовыми днями являются: понедельник, среднерабочий день (вторник, среда, четверг), пятница, выходной день (суббота, воскресенье). Для типовых суток ретроспективного периода определяются среднестатистические коэффициенты:

$$K_{\min} = \frac{1}{n} \sum \frac{P_{\min}}{P_{cp}}; K_{\max} = \frac{1}{n} \sum \frac{P_{\max}}{P_{cp}}, \quad (1.13)$$

где n - число типовых суток.

Конфигурация графика нагрузки. Конфигурация графика нагрузки дается в относительных единицах от P_{\max} для типовых дней недели. Часто конфигурацию определяют по ближайшему типовому дню к прогнозу. Ординаты графика нагрузки P , отн. ед. пересчитываются в именованные единицы с использованием прогноза P_{\max} на предстоящий период. Затем в полученном графике простыми приемами минимальная нагрузка приравнивается к прогнозу P_{\min} и электропотребление – к величине прогноза электропотребления.

Коррекция суточного графика нагрузки. Прогноз нагрузки всегда имеет погрешности, которые обусловлены факторами неопределенности. По мере поступления часовой фактической информации график нагрузки и план работы системы уточняется при использовании эвристических методов.

Общая схема прогнозирования показана на рис. 1.7.

Большинство алгоритмов краткосрочного прогнозирования нагрузки, разработанных в электроэнергетике, представляет собой комбинацию различных статистических процедур. Существует классификация методов краткосрочного прогнозирования активных нагрузок на основе общих концепций построения прогностических моделей с делением на две группы по следующим признакам: использование так называемых «стандартных» графиков нагрузки; учет метеорологической информации; использование мгновенных или интегрированных фактических значений нагрузки.

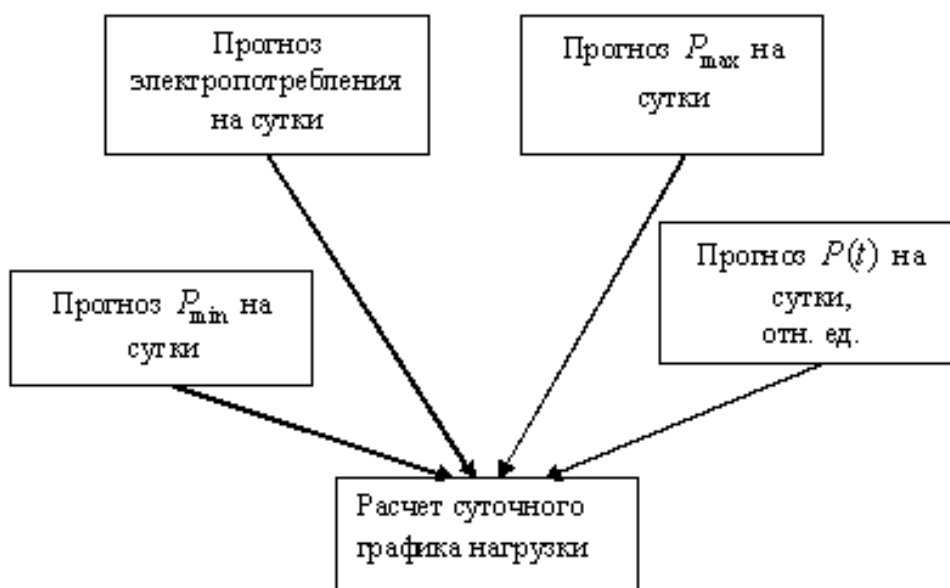


Рис. 1.7. Схема прогнозирования максимальной мощности и графика нагрузки

В *первой группе методов* изменения нагрузки рассматриваются как случайный процесс, для описания и прогнозирования которого применяется та или иная стохастическая модель (экспоненциальное сглаживание, фильтр Калмана, модели авторегрессии, ортогональные разложения и др.) с адаптивным обновлением параметров.

Во *второй группе методов* производится выделение так называемой регулярной составляющей в изменениях нагрузки; адаптивные стохастические модели используются для описания и прогнозирования только остаточной части процесса.

Случайные нестационарные графики нагрузки электроприемников зачастую имеют особенности, упрощающие их анализ и моделирование. К этим особенностям относится повторяемость технологических или суточных циклов, циклов, вызванных сезонными изменениями и другими.

Результаты измерений таких графиков нагрузки или *временных рядов* электропотребления можно представить нестационарным случайным процессом, все реализации которого имеют общий почти периодический (периодический) детерминированный тренд.

Для описания таких процессов не всегда требуется усреднение по ансамблю реализаций, а многие важные свойства можно оценить по одной реализации.

Временным рядом называют упорядоченные дискретные, как правило, случайные данные, полученные последовательно во времени через постоянный интервал времени ΔT , называемый *интервалом дискретизации*. Временные ряды можно рассматривать как случайные *стационарные* или *нестационарные* дискретные процессы.

Основу статистических прогнозирующих математических моделей процессов и составляют различные модели временных рядов: модель скользящего среднего (СС или МА) и взвешенного скользящего среднего (ВСС), модель экспоненциального сглаживания Брауна (ЭС), авторегрессионная модель (АР или АR), совмещенная модель авторегрессии скользящего среднего (АРСС или АRMA), совмещенная модель авторегрессии интегрированного скользящего среднего или Бокса-Дженкинса (АРИСС или АRIMA) и т.п.

Авторегрессионная (AR-) модель – модель временных рядов, в которой значения временного ряда в данный момент линейно зависят от предыдущих значений этого же ряда.

Класс динамических моделей с временной структурой представлен методами семейства АRMA и АRIMA, авторегрессия с движущимся средним и авторегрессия с интегрированным движущимся средним.

Авторегрессионный процесс порядка p (AR(p))

В авторегрессионном процессе текущее во времени значение случайной переменной $z(t)$ представляется в виде линейной комбинации p значений этой же переменной в предыдущие моменты времени и случайного шума $a(t)$

$$z(t) = w_1 z(t-1) + w_2 z(t-2) + \dots + w_p z(t-p) + a(t)$$

Процесс движущегося среднего порядка q (MA(q))

В процессе движущегося среднего случайная переменная $z(t)$

представляется как линейная комбинация случайных шумов в предыдущие моменты времени

$$z(t) = a(t) - r_1 a(t-1) - r_2 a(t-2) - \dots - r_q a(t-q),$$

здесь $\{a(t-1), a(t-2), \dots\}$ для случайного шума во все предыдущие моменты времени получается путем вычисления реальной ошибки предсказания, т.е. путем вычитания сделанного предсказания из реального измеренного значения в тот момент, когда такое измерение становится доступным.

Авторегрессия с движущимся средним порядков p и q (ARMA (p, q))

Процесс ARMA (p, q) получается как комбинация двух приведенных выше процессов

$$\begin{aligned} z(t) - w_1 z(t-1) - w_2 z(t-2) - \dots - w_p z(t-p) = \\ = a(t) - r_1 a(t-1) - r_2 a(t-2) - \dots - r_q a(t-q) \end{aligned}$$

Временные ряды, описываемые моделями ARMA (p, q), MA(q), AR(p), называются стационарными процессами. Это означает, что среднее и ковариации этих процессов не зависят от момента наблюдения и постоянны во времени.

Для построения модели ARMA по серии наблюдений необходимо определить порядок модели (числа p и q), а затем и сами коэффициенты. Для определения порядка модели может применяться исследование таких характеристик временного ряда, как его автокорреляционная функция и частная автокорреляционная функция. Для определения коэффициентов применяются такие методы, как метод наименьших квадратов и метод максимального правдоподобия.

Статистические модели в зависимости от учета в них в качестве входных параметров внешних влияющих факторов делят на: *однофакторные* и *многофакторные*. В первом типе моделей учет внешних факторов не осуществляется, а строится замкнутая динамическая модель самой выходной величины. Во втором типе – динамическая модель включает один или несколько внешних влияющих факторов.

Если модель временного ряда многофакторная, то этот факт может отмечаться буквой "X" в сокращении ее названия (*ARX*-модель, *ARMAX*-модель и т.д.).

Все перечисленные статистические модели процессов (сигналов) могут использоваться при моделировании отдельно, но чаще всего в составе комбинированных вероятностно-детерминированных моделей.

Таким образом, модели авторегрессии применяются при решении одной из важнейших задач оперативно-диспетчерского управления – планировании режима. Их использование осуществляется на стадии краткосрочного прогноза электрических нагрузок и позволяет учитывать особенности графиков нагрузки электроприемников, что повышает точность самого прогнозирования.

Контрольные вопросы по теме

1. Что представляет собой график электрической нагрузки и его виды?
2. Цели и задачи прогнозирования графиков электрической нагрузки.
3. Как используются графики нагрузки при решении задач управления системой?
4. Каков алгоритм прогнозирования суточного графика электрической нагрузки?
5. Какие статистические коэффициенты типовых суток используются для составления прогноза?
6. Изобразите схему прогнозирования максимальной мощности.
7. Цели, задачи и алгоритм прогнозирования электропотребления.
8. Каким образом учитываются внешние факторы при прогнозировании?

2 АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

2.1 Задачи АСДУ

Современные электроэнергетические системы - сложные многосвязные, пространственно разнесенные иерархические объекты. Они функционируют в условиях изменчивости их структуры, параметров и режимов работы при многочисленных внутренних и внешних возмущающих воздействиях как систематического, так и случайного характера. Все это определяет сложность задач управления.

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЭЭС также представляет собой иерархическую систему, обеспечивающую сбор, преобразование, передачу, обработку и отображение информации о состоянии и режиме системы, формирование на основе собранной схемной и режимной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой функций надежного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей.

АСДУ включает в себя:

- управляющие вычислительные центры (УВЦ) в ЦДУ ЕЭС;
- объединенные диспетчерские управления (ОДУ) ОЭС;
- диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);
- АСУ технологическими процессами (АСУ ТП) электростанций, энергоблоков и подстанций;
- централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления.

На каждом уровне иерархии решаются следующие задачи:

1. Сбор телеизмерительной и статистической информации о текущем и прошлом состоянии ЭЭС.
2. Верификация исходной информации. Это – оценивание состояния ЭЭС. Решение этой задачи обеспечивает наблюдаемость ЭЭС.

3. Идентификация моделей ЭЭС, используемых в цикле оперативного управления. Данную функцию бывает достаточно трудно реализовать из-за избыточности информации в одних случаях (информация о параметрах ЛЭП, трансформаторах, генераторах и т.д.), а в других (состояние коммутационных аппаратов, места аварий в сети, прогнозируемость нагрузок, изменение спроса и предложения при изменении цен на электроэнергию и услуги) - по причине неопределенности информации.

4. Прогнозирование режима. Прогнозированию подлежат общесистемные параметры (суммарная нагрузка, располагаемая мощность), локальные переменные (нагрузка отдельных узлов и районов, перетоки мощности) и др. Проблема решения такой задачи заключена в использовании регрессионных моделей, которые вносят большую погрешность расчета при неполной, некорректной информации. Кроме того, при процедуре прогнозирования на разные периоды упреждения необходимо учитывать “старение” режимной информации, что в свою очередь повысит ее достоверность.

5. Контроль допустимости значений параметров режима. Проверяется, находятся ли текущие значения переменных режима в допустимых пределах. Для определения пределов переменных используется система определения граничных значений, включающая расчеты статической и динамической устойчивости. Эти пределы определяются априори. Отсюда, в неопределенных условиях функционирования ЭЭС детерминированные методы определения пределов допустимой области дают недостоверный результат, а вероятностные – некорректный.

6. Оперативная проверка надежности. Состоит в моделировании возможных случайных возмущений.

7. Поиск решений. Состоит в использовании степеней свободы диспетчера для:

- 1) ввода режима в допустимую область;
- 2) обеспечения оперативной надежности;
- 3) контроль экономичности и коррекции режима.

8. Проверка решений диспетчера. Состоит в имитации поведения ЭЭС после реализации проверяемого решения.

9. Коммерческое сопровождение технологического диспетчерского управления.

Россия имеет большой собственный опыт развития и применения АСДУ, не уступающий АСДУ за рубежом. Наблюдается схожесть основных тенденций развития АСДУ для ЭЭС разных стран. Покажем это на примере АСДУ ЭЭС в США и Германии.

Одно из объединений ЭЭС (ОЭС) США, имеющее установленную мощность примерно 22000 тыс. МВт, из которых 90% - электростанции на угле, 8% - атомные, остальные – ГЭС. Разработана трехуровневая иерархическая структура для оперативного управления, включающая традиционные задачи:

- оптимизация режима по активной мощности;
- регулирование частоты;
- выбор состава работающего оборудования;
- обмен мощностями между объединенными ЭЭС;
- график ремонтов.

Территория Германии покрывается восьмью объединенными ЭЭС, и хотя эти ЭЭС работают параллельно, объединенный центр отсутствует. ЭЭС Германии жестко связаны с ЭЭС других стран через Европейскую объединенную систему (UCTE). Каждая ЭЭС Германии управляется из собственного центра. Основные решаемые задачи АСДУ Германии следующие:

- распознавание топологии сети;
- оценивание состояния;
- эквивалентирование;
- потокораспределение;
- моделирование отказов;
- коррекция режима с упреждением 5 мин.;
- регулирование частоты и мощности.

АСДУ обеспечивает весь процесс планирования и управления

производством, передачей и распределением электрической энергии и тепла: долгосрочное и краткосрочное планирование, оперативное и автоматическое управление.

Долгосрочное планирование - на длительные периоды времени: месяц - квартал - год.

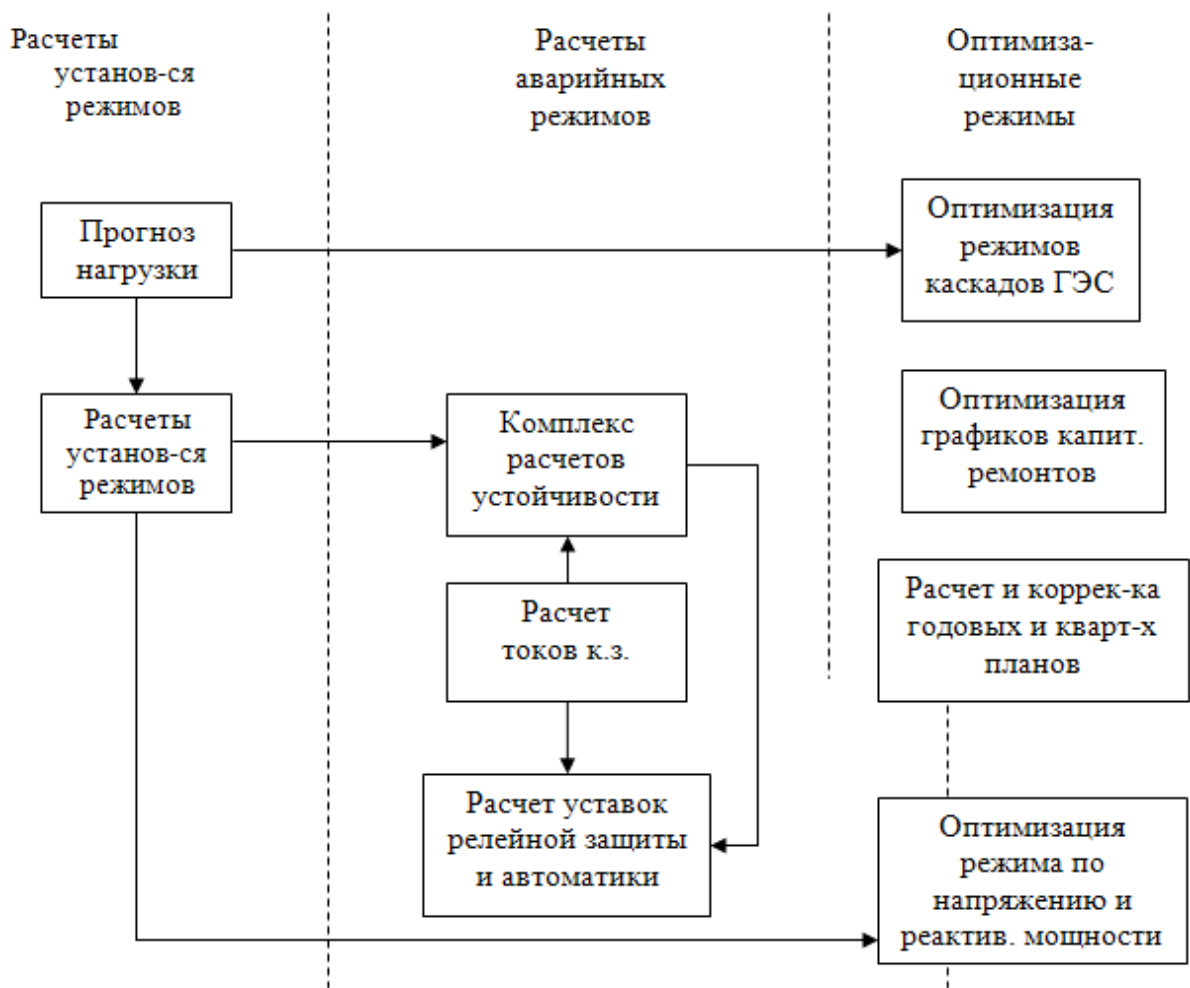


Рис. 2.1. Структурная схема взаимодействия задач АСДУ

В качестве исходной информации для большинства задач долгосрочного планирования используются результаты прогнозов электрических и тепловых нагрузок. Эти прогнозы выполняются для отдельных интервалов рассматриваемого года длительностью обычно от одной недели до месяца. Для каждого интервала времени прогнозируется потребление электроэнергии и характерные суточные графики нагрузки - среднего рабочего дня,

понедельника, субботнего и воскресного дней. Прогноз выполняется как для э/объединения в целом, так и для отдельных э/систем. Прогнозирование осуществляется на основании статистических данных, накопленных за ряд лет эксплуатации, с использованием математических методов, учитывающих разнообразные факторы, также как частота в энергосистеме, t° воздуха, облачность и т.д. Месячное потребление э/энергии определяется как сумма потреблений отдельных дней: средних рабочих, понедельников, суббот, воскресений, праздничных и предпраздничных дней.

К числу наиболее часто используемых в диспетчерском управлении относятся расчеты установившихся режимов. Результаты расчетов используются как непосредственно для анализа возможных нормальных, утяжеленных и послеаварийных режимов, так и в качестве исходных данных для более сложных расчетов, например, устойчивости параллельной работы, оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности.

Расчеты токов коротких замыканий (к.з.) выполняются главным образом для выбора уставок релейной защиты и автоматики; проверки работы электрических аппаратов и проводников; определения исходных данных для расчетов электродинамической стойкости. Результаты расчетов токов к.з. используются в большом числе программ, с помощью которых выбираются уставки устройств релейной защиты и автоматики, например, дифференциальных защит трансформаторов, шин, реле - избирателей в схемах однофазных АПВ, делительных устройств автоматики при асинхронном режиме и др.

Важное значение для обеспечения надежности энергосистем имеет комплекс расчетов устойчивости; в составе которого используются программы: анализа статической устойчивости режима; выбора коэффициентов усиления автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия; расчета переходных процессов при заданных коэффициентах усиления АРВ сильного действия и настройке регуляторов частоты вращения.

Результаты расчетов устойчивости используются также при выборе

уставок устройств противоаварийной автоматики.

Одной из важных задач долгосрочного планирования является оптимизация распределения во времени гидроресурсов ГЭС и каскадов ГЭС. В результате решения этой задачи определяется график сработки - наполнения водохранилищ ГЭС, который обеспечивает выполнение условий оптимальности при соблюдении ограничений, налагаемых на изменение уровней воды в конкретных водохранилищах и расходов воды на определенных участках реки.

В качестве условия оптимальности принимается обычно минимум суммарного расхода топлива в энергосистеме за определенный отрезок времени или максимум суммарной выработки электрической энергии на ГЭС.

В результате расчета долгосрочных режимов ГЭС определяется выработка электрической энергии каждой ГЭС или объем расходуемой на каждой ГЭС воды на ближайший отрезок времени. По мере уточнения исходной информации производится 10 - 20 корректированных расчетов в течение года.

Годовое планирование графика капитальных ремонтов основного электрооборудования ТЭС и ГЭС производится исходя из условия минимизации расхода топлива по электрической системе при соблюдении требований надежности электроснабжения потребителей в отдельных районах. Для отдельных энергосистем определяются ремонтные площадки - допустимые значения суммарной мощности оборудования, которое может быть выведено в ремонт, на каждый день в пределах продолжительности ремонтной компании; планируются сроки капитальных ремонтов агрегатов и котлов небольшой мощности, которые затем уточняются с учетом имеющихся ресурсов рабочей силы, запасных частей и материалов.

При долгосрочном планировании производится расчет, затем в течении года корректировка годовых и квартальных планов производства электрической энергии и тепла, перетоков мощности и электрической энергии, топливоснабжения электростанций, удельных расходов топлива. С учетом

установленного плана капитальных ремонтов основного оборудования решается задача оптимального распределения выработки электрической энергии между группами оборудования и отдельными ТЭС.

Оптимизация режима основной сети энергосистемы по напряжению и реактивной мощности производится для минимизации потерь электроэнергии. При выполнении этих расчетов считаются заданными активные мощности электростанций, а переменными параметрами, подлежащими определению, их реактивные мощности, а также коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов.

Результаты расчетов, произведенных при долгосрочном планировании режимов, передаются для исполнения на нижние уровни управления, а также используются в качестве исходных данных при краткосрочном планировании.

Краткосрочное планирование - решаются задачи, связанные с подготовкой режима работы энергосистемы на ближайшие сутки или на несколько суток, включая выходные и праздничные дни. При этом рассчитывается график нагрузки энергосистем и отдельных электростанций, рассматриваются оперативные заявки на вывод в ремонт основного оборудования, средств управления и автоматики.

Планирование оптимального режима ЕЭС (единой энергосистемы), энергосистемы, электростанции по активной мощности является одной из основных задач, решаемой на всех ступенях диспетчерского управления. При этом исходя, из критерия минимального расхода условного топлива на производство и передачу потребителям необходимого количества электроэнергии, распределяется мощность между энергосистемами, электростанциями, отдельными агрегатами. Оптимизация режима производится в соответствии с экономическими характеристиками агрегатов, электростанций, энергосистем с учетом наличия запасов гидроэнергетических ресурсов на ГЭС, потерь электроэнергии в сети и пропускной способности линий электропередач.

Коммерческое диспетчирование

Диспетчерское управление распространяется на энергосистемы, находящиеся в одном объединении. Объединение может быть организовано на добровольной основе независимых в хозяйственном отношении субъектов или в виде энергетической компании, являющейся единым хозяйственным субъектом. Коммерческая диспетчеризация режимов зависит от особенностей рынка. На спотовом рынке каждая единица объединения заявляет свою цену на куплю-продажу товаров и услуг на интервале времени до одного часа. Цель диспетчера – обеспечивать энергетические балансы при заявленных объемах продаж и ценах. Задача оптимального управления заключается в непрерывном уточнении энергетических балансов, что возможно только в АСДУ. Достижимый общесистемный эффект распределяется в соответствии с вкладом отдельного субъекта в экономические результаты системы.

Примером такой задачи является коммерческое диспетчирование. Схема управления при коммерческом диспетчировании показан на рис. 2.2.

Кроме того, для новой структуры АСДУ требуется решение новых задач:

- 1) аукционные торги;
- 2) алгоритмы коммерческого сопровождения решений диспетчера;
- 3) алгоритмы апостериорного анализа режима ЭЭС.

Аукционные торги определяют:

1. у каких электростанций будет куплена электроэнергия и по какой цене;
2. какие потребители купят эту электроэнергию и по какой цене.

Для этого электростанция, выходящая на рынок объявляет диапазон выработки электроэнергии $(\mathcal{E}_{\min i}, \mathcal{E}_{\max i})$ и продажную цену C_i . Каждый потребитель указывает диапазоны потребления электроэнергии $(\mathcal{E}_{\min j}, \mathcal{E}_{\max j})$, которые он готов купить за цену d_j . Продавцы упорядочиваются в порядке увеличения заявленных ими цен, а потребители – по убыванию этих цен. Пересечение графиков предложения и спроса дает объем и цену C_* сделки. Все

продавцы, заявленная цена у которых оказалась выше C_* - маржинальной цены, не участвуют в покрытии графика потребления и объявляются нерентабельными, все потребители, цена которых ниже C_* , уходят с рынка без покупок, так как оказываются неплатежеспособными. В этой схеме Системный оператор выступает в роли брокера, ведущего торги. Считается, что маржинальные цены способствуют поиску внутренних резервов, что, в свою очередь, снижает общий уровень тарифов.



Рис. 2.2. Схема управления при коммерческом диспетчировании

Решения диспетчера, как правило, направлены на повышение надежности, качества и экономичности работы всей системы. При реализации этих указаний для одних электростанций и сетевых предприятий возникают

дополнительные издержки, а у других – незаработанная прибыль. Сумма полученных прибылей отдельными участниками должна превышать сумму ущербов (иначе решение диспетчера неоптимальное). Поэтому появляется прибыль, которой достаточно, чтобы компенсировать возникшие ущербы. Частный случай таких взаимоотношений отмечается при отклонениях от запланированного графика. Алгоритмы коммерческого сопровождения достаточно просты и запускаются при значимых отклонениях от оптимальных или допустимых значений переменных режима.

При реализации алгоритмов апостериорного анализа режимов ЭЭС производится дифференциация цен по отдельным узлам сети с учетом потерь, внутрисетевых ограничений по допустимости режима. При этом определяется доля участия каждого генератора в покрытии каждой нагрузки (адрес поставок), и наоборот – доля каждой нагрузки в вырабатываемой каждым генератором энергии (адрес покупки). Это позволяет обоснованно распределять ответственность и плату за потери в сети, возникновение ограничений по транзиту, ухудшение качества электроэнергии.

Контрольные вопросы по теме

1. Приведите иерархическую структуру автоматизированной системы диспетчерского управления ЕЭС России.
2. Каковы цели создания АСДУ?
3. Назвать основные принципы построения системы управления.
4. В чем заключаются главные задачи в управлении энергосистемой?
5. Какие средства используются для управления электроэнергетическими системами?
6. Функции диспетчеризации электрических сетей.
7. Каковы требования к аппаратным и программным средствам автоматизированной системы диспетчерского управления?

2.2 Формирование модели сети. Контроль и идентификация режимов

Для успешного решения перечисленных задач АСДУ используемая информация должна быть достаточно достоверной. Схема обработки информации при управлении ЭЭС и места возникновения случайных помех, влияющих на достоверность информации, представлена на рис. 2.3.

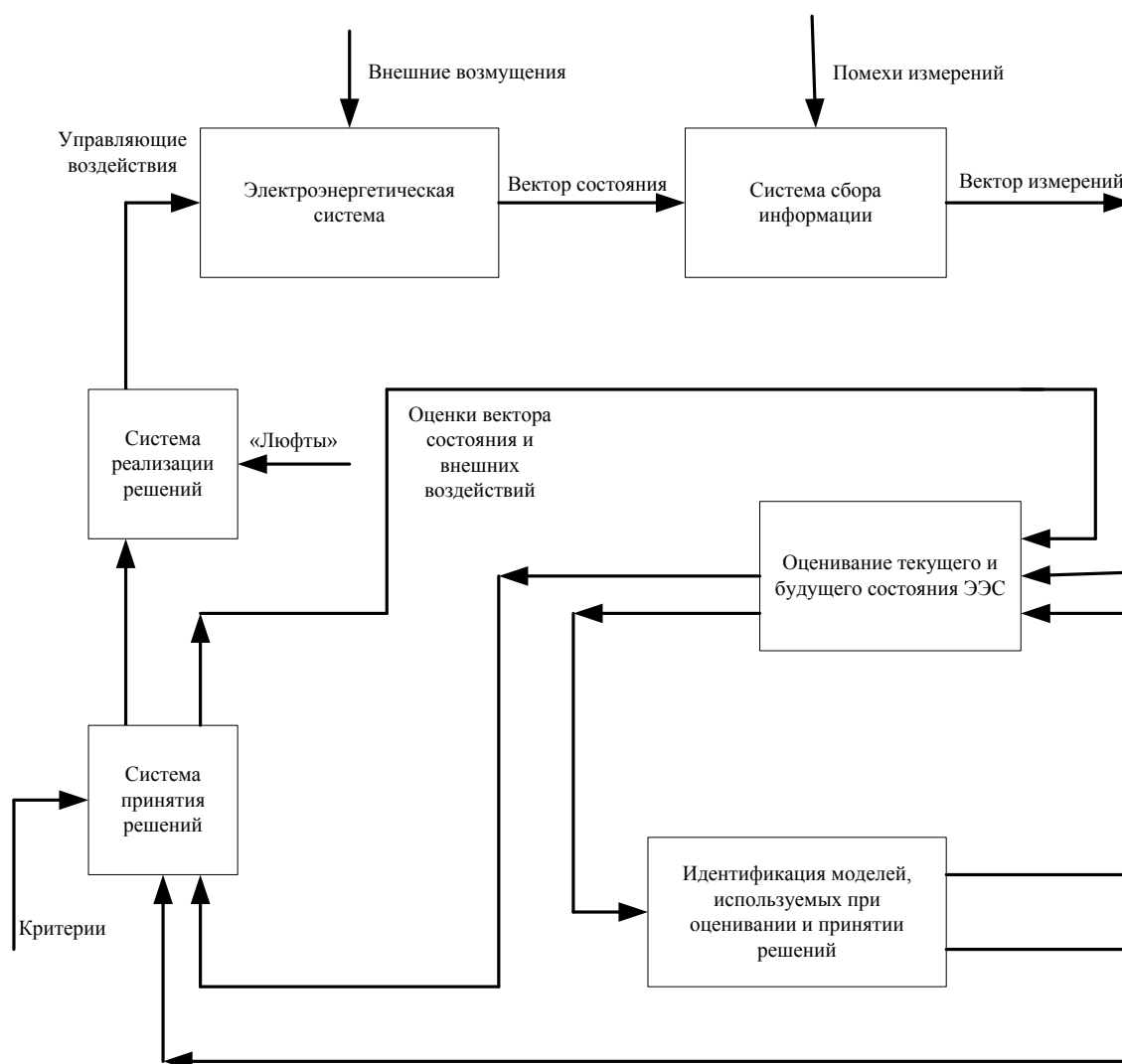


Рис. 2.3. Схема обработки информации при управлении ЭЭС

Представленная схема обработки информации работает при полном объеме информационной базы, учитывает случайные возмущения на ЭЭС и позволяет применить вероятностные методы обработки информации. Но на практике возникают ситуации, которые не могут адекватно описаны только

вероятностными моделями в связи с различной степенью неопределенности информационной базы. Неучет этого приводит к ошибкам при управлении электроэнергетическими системами. Во избежание ошибок, неопределенность информации должна разбиваться на составляющие, каждая из которых позволит применить свой математический аппарат обработки с учетом различной степени полноты и достоверности информационных потоков.

Современные электроэнергетические системы функционируют в условиях неопределенности. Это связано:

- с ошибками наблюдения;
- недостатком информации, необходимой для оценки ситуации и принятием решений;
- неполнотой и некорректностью данных;
- случайностью событий.

При оперативном управлении, контроле за перегрузкой оборудования используемая информация является неоднородной и неполной. Кроме этого информация о нагрузках узлов является неопределенной при расчете потерь электроэнергии в распределительных сетях. Виды информации для определения потерь показаны на рис. 2.4.

В решении проблемы неопределенности выделены два направления. К первому относятся работы, в которых решается задача сбора и обработки информации, уменьшающей неопределенность системы. Работы второго направления посвящены созданию моделей и методов, обеспечивающих использование всех форм неполной информации с целью максимального ее использования для выбора рациональных решений при АСУ ЭЭС. Информация, используемая в АСУ ЭЭС, разделена на 4 группы: детерминированная, вероятно-определенная, нечетко-определенная, неопределенная.



Рис. 2.4. Виды информации для определения потерь электроэнергии.

Детерминированная информация связана с тем, что численно однозначно задаются виды оборудования, его состав, номинальные параметры.

Вероятностно-определенная информация отражает случайный характер параметров и получается на основе обработки статистических выборок.

В тех случаях, когда достаточное количество выборок отсутствует по причине объективной неопределенности будущих условий развития или функционирования, информация носит нечетко определенный характер.

Неопределенная информация возникает при полной неопределенности или когда известен предполагаемый диапазон измерений.

Особенно при планировании и прогнозировании потерь ЭЭ в распределительных электрических сетях, режимные параметры в большей степени обладают свойствами неопределенности. Оперативный характер прогнозирования в условиях ограниченного времени, использование оценок, даваемых экспертом, выраженных на профессиональном языке в качественном

виде, приводят к необходимости обобщения традиционных методов прогнозирования.

Для случая неопределенности не разработаны методы решения задач и они сводятся или к вероятностно-определенной, или к нечетко-определенной постановке.

В основе вероятностно-определенного подхода лежат стохастические и регрессионные модели ЭЭС. Это, по сути, отрицательно влияет на достоверность информации, поскольку регрессия приближенно есть не что иное, как зависимость от предшествующих результатов. Достоверность регрессионных моделей зависит от полноты и качества информации, планирования эксперимента. Применение регрессионных аналитических выражений в современных экономических условиях не позволяет учесть погрешность измерительных комплексов, низкое качество электроэнергии.

При нечетко-определенной информации положены два подхода. Первый использует явную форму выражения функции принадлежности зависимых переменных через функцию принадлежности независимых переменных. Второй – неявную, когда функция принадлежности зависимых переменных определяется в результате выполнения последовательности бинарных арифметических операций над нечеткими переменными.

Перечисленные подходы представления информационных подходов дают возможность моделировать строго вероятностную, строго нечетко определенную, строго детерминированную информацию, не учитывая следующие ее свойства – некорректность, неполнота, избыточность, старение в совокупности.

Кроме острого дефицита информации и жесткого ограничения по времени необходимо учитывать и тот факт, что исходная информация, на основе которой принимается решение по управлению, является неточной в результате погрешностей измерительной аппаратуры, неодновременности замеров и действий помех в каналах передачи информации. Виды неопределенности информации показаны на рис. 2.5.

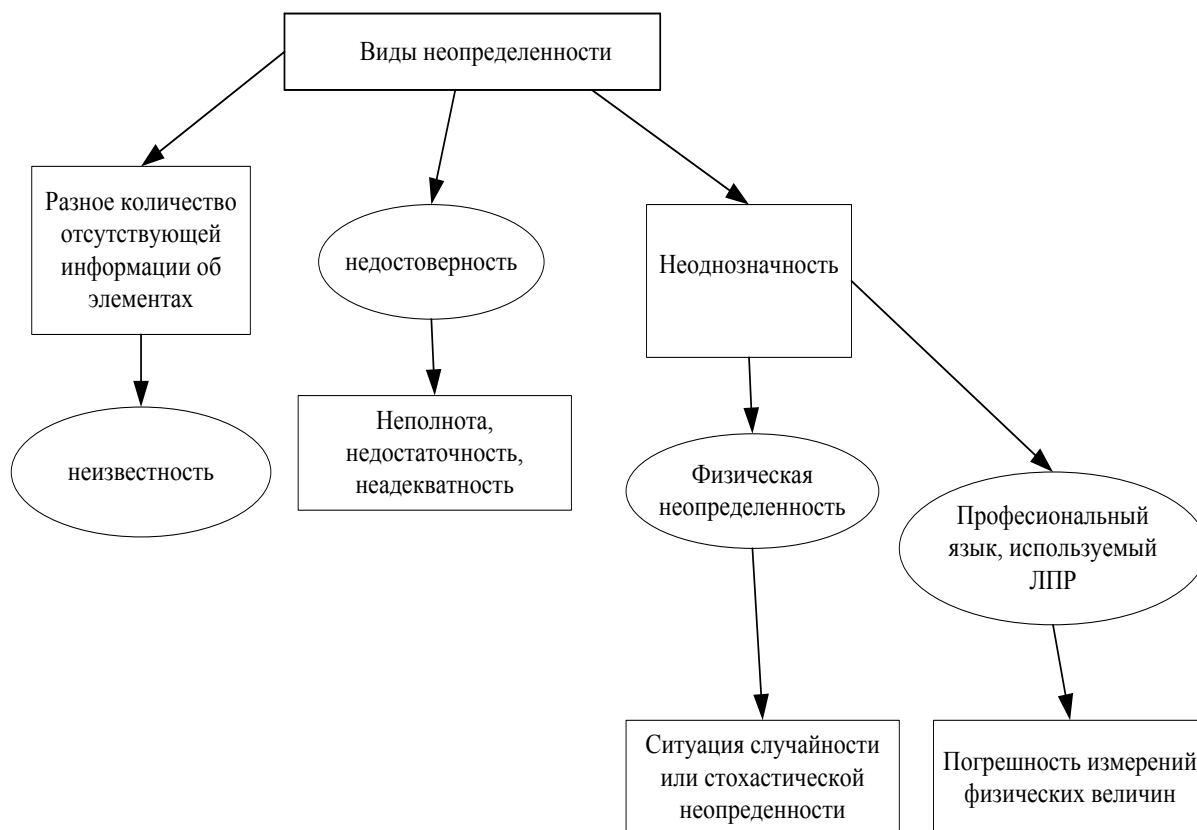


Рис. 2.5. Виды неопределенности информации

Оценивание состояния системы

Грубые ошибки («плохие данные») в телеизмерениях и др. исходной информации – источник возможных серьезных ошибок в решениях, принимаемых при диспетчерском управлении ЭЭС. Грубые ошибки возникают при выходе из строя элементов ТИ-тракта, случайных помехах в каналах передачи данных и т.д. Обнаружение плохих данных, подавление их влияния на оценки параметров режима ЭЭС – одна из наиболее актуальных проблем в АСДУ, решение которой существенно повышает надежность ДУ ЭЭС.

К решению проблемы «плохих данных» подходят на использовании идеологии так называемых контрольных уравнений.

Контрольные уравнения – такие уравнения режима ЭЭС, из которых исключены неизмеренные параметры и в которые входят только измеренные параметры. Подставляя в них полученные значения измерений, можно по величине невязок судить о наличии грубых ошибок.

Обнаружить или уменьшить ошибки в получаемой информации можно, используя следующие пути:

1) увеличение точности и надежности элементов измерительной системы;

2) дублирование измерений одной и той же переменной одновременно более чем одним прибором с передачей данных по дублированным каналам;

3) учет того, что измеренные значения переменных режима в каждый момент времени должны удовлетворять законам электрических цепей.

4) учет нахождения переменных режима и, следовательно, соответствующих измерений в пределах, определяемых технологическими условиями;

5) учет информации о связи значений некоторых переменных режима в текущий момент времени со значениями этих же переменных в предшествующие моменты времени, обычно представляемые в виде прогнозов.

6) накопление информации о статистических связях между переменными режима в один и тот же момент времени, например, между перетоками линий, нагрузками узлов;

7) отличие распределения случайных ошибок при нормальном состоянии тракта получения данных от распределения грубых ошибок.

При недостаточно высокой избыточности измерений в процессе достоверизации телеизмерений по контрольным уравнениям возникают группы сомнительных данных, т.е. среди которых есть ошибочные, но определить, какое из них – невозможно. Вторая причина появления групп сомнительных данных – возникающая иногда противоречивость при проверке небалансов контрольных уравнений. Одни и те же измерения могут входить в контрольные уравнения с малой невязкой, т.е. являться достоверными, и в то же время в контрольное уравнение с большой невязкой, т.е. содержать грубые ошибки. Такие измерения также объединяются в группы сомнительных данных.

Для обнаружения ошибочных измерений успешно применяются искусственные нейронные сети (ИНС). При этом задача достоверизации

телеизмерений рассматривается как задача классификации сомнительных измерений на два класса: достоверные и ошибочные.

Кроме того, качество решения задач оценивания во многом зависит от того, насколько полны и адекватно отражают реальные свойства ЭЭС те модели, которые используются при решении данной задачи, а именно, модели электрической сети, модели измерений, модели динамики и модели шумов. Если модели электрической сети обычно хорошо известны и полны, то этого нельзя сказать обо всех остальных моделях.

Модели измерений можно считать достаточно точными, поскольку они базируются на модели электрической сети, но полными их назвать нельзя, т.к. количество измеряемых величин, как правило, невелико. Если использовать только эти измерения, то ЭЭС будет содержать много ненаблюдаемых районов, оценить параметры режима которых невозможно. Поэтому модели измерений должны быть дополнены моделями, базирующимися на анализе статистического материала, накопленного в диспетчерских ведомостях. Это дает возможность получить дополнительную информацию о текущем значении на основании прошлых данных и статистических взаимосвязей между измеряемыми и неизменяемыми параметрами режима.

Здесь возможна ситуация, когда незаданность параметров режима определяется отсутствием информации, например, нет измерений нагрузок или другого параметра режима. В этом случае часть параметров режима не может быть дорассчитана по известным данным, система становится ненаблюдаемой.

Минимальное количество данных о параметрах режима, необходимых для однозначного определения всех остальных параметров режима называется базисом.

Аппарат определения параметров модели, т.е. аппарат идентификации, аналогичен как для моделей измерения, так и для моделей динамики. В основе его лежат два основных момента – учет фактора старения информации, когда более поздняя информация считается и более важной для определения параметров модели; выделение в качестве аргументов модели статистически

независимых факторов, что позволяет избежать ряда вычислительных трудностей, связанных с некорректностью задачи идентификации.

Идентификация шумов измерений сводится к тому, что параметры шумов вводятся как компоненты вектора оцениваемых параметров.

Методы расчета установившихся режимов в условиях неопределенности

Главный источник неопределенности при расчете режима – неопределенность исходных данных. Будем считать, что эта неопределенность может быть представлена в вероятностном виде, т.е. для исходных данных будут известны:

- математическое ожидание $M(d) = \bar{d}$;
- матрица ковариаций $M((d - \bar{d})(d - \bar{d})^T) = R$.

Например, в моделях нагрузки случайными можно полагать мощности P_{ni} , Q_{ni} , а в моделях генерации случайными могут быть реализации запланированных мощностей P_{Gi} , Q_{Gi} . Случайными могут быть и параметры схем сети.

Пусть в системе уравнений установившегося режима (УУР)

$$YU = I$$

случайны матрица Y и ток инъекций, т.е.

$$(Y + \Delta Y)U = I + \Delta I.$$

Тогда

$$YU + \Delta YU = I + \Delta I$$

или

$$YU = I + \Delta I - \Delta YU = I + \Delta I_{\text{экв}},$$

где $\Delta I_{\text{экв}} = \Delta I - \Delta YU \approx \Delta I - \Delta Y Y^{-1} I$.

Задача расчета установившегося режима в вероятностной постановке будет заключаться в том, чтобы по заданному распределению исходных данных $P(d)$ найти распределение вектора состояния $P(X)$, а по нему найти распределение всех остальных параметров режима.

В данном случае могут возникнуть три ситуации:

- 1) вектор исходных данных образует базис;
- 2) вектор исходных данных избыточен;
- 3) исходных данных не хватает.

Например, d - базис, однозначно определяющий режим. Задача сводится к последовательной линеаризации путем разложения в ряд Тейлора:

$$w(x_2) = w(x_2^{(0)}) + \frac{\partial w}{\partial x_2} \Delta x_2 = 0,$$

где Δx_2 - поправка к исходному приближению $x_2^{(0)}$:

$$x_2^{(1)} = x_2^{(0)} + \Delta x_2.$$

После вычисления вектора $x_2^{(0)}$ его принимают в качестве нового приближения и так до тех пор, пока не будет обеспечен минимум невязок УУР.

Для моделирования установившегося режима в нечетко определенных условиях необходимо с помощью законов электрических цепей установить связь между функциями принадлежности зависимых и независимых параметров режима. Рассмотрим решение этой задачи на основе распространенной записи УУН в форме баланса мощностей

$$S = -U_g Y U + U_g Y_\sigma U_\sigma,$$

где U_g - диагональная матрица напряжений,

Y - матрица собственных и взаимных проводимостей,

Y_σ - вектор связи с базисным узлом,

U_σ - напряжение базисного узла.

В качестве независимых переменных принимается вектор мощностей нагрузок узлов. Нечеткий характер информации о нагрузках электрической сети обуславливает и нечеткость в напряжениях узлов. Поэтому, левая часть УУН представляется вектором нечетких мощностей узлов, а в правую вводятся матрицы нечетких напряжений.

Уравнение, связывающее нечеткие параметры режима, называется нечетким уравнением установившегося режима (НУУР). В частности, НУУР, записанное в форме УУР, имеет вид

$$\underline{S} = -\underline{U}_g Y \underline{U} + \underline{U}_g Y_0 \underline{U}_0,$$

где \underline{S} - вектор нечетких мощностей узлов,

\underline{U} - вектор нечетких напряжений узлов.

Существует два подхода к разработке методов решения НУУР. Первый использует явную форму выражения функций принадлежности зависимых переменных через функции принадлежности независимых переменных. Второй – неявную, когда функции принадлежности зависимых переменных определяются в результате выполнения бинарных арифметических операций над нечеткими переменными.

Контрольные вопросы по теме

1. Дайте пояснения к схеме обработки информации при управлении электроэнергетическими системами.
2. С чем связаны условия неопределенности, в которых функционируют современные электроэнергетические системы?
3. Перечислите виды информации, необходимой для определения потерь электрической энергии.
4. В чем заключается вероятностно-определенный метод решения задач?
5. Поясните суть нечетко-определенного подхода к решению задач.

2.3 Оперативная оценка и коррекция режима ЭЭС

В задачи оперативного управления входит:

а) сбор, первичная обработка и оценка текущей информации. Исходная информация для решения задач оперативного управления формируется на основании: данных о параметрах режима и состоянии основного оборудования; данных суточной ведомости, вводимых в ЭВМ каждый час оператором с экрана дисплея или поступающих автоматически по каналам межмашинного обмена; данных о выработке электроэнергии, о приходе, расходе и запасах топлива;

плановых значений ряда параметров.

Телеинформация, поступающая в мини-ЭВМ, проходит первичную обработку. Проверяется ее достоверность, контролируется нарушение значениями параметров режима установленных пределов; производится масштабирование телеизмерений; формируются вторичные параметры режима, т.е. суммарные, усредненные, интегральные значения. Проверка достоверности поступающей телеинформации осуществляется различными способами. Простейшими и наиболее распространенными являются способы отбраковки ТИ при достижении ими предельных значений, т.е. нуля или максимума, при отсутствии хотя бы небольших колебаний параметра, при получении сигнала неисправности соответствующего УТМ. Эти способы могут быть дополнены сопоставлениями дублированных ТИ, например, сравнением значений перетоков мощности по двум концам линии; анализом соответствия ТИ и ТС, например, присоединение отключено - мощность равна или не равна нулю, и т.п.

Недостоверные параметры маркируются признаком недостоверности, например, знаком вопроса. Недостоверные параметры заменяются на 1-2 цикла обработки экстраполированными значениями или дублирующим измерением (при его наличии).

В результате работы комплекса программ сбора и обработки информации в базе данных формируются массивы текущих и средних значений ТИ, архив ТИ для ретроспективного анализа, массив состояния ТС, массивы почасовых данных суточной ведомости, плановых значений параметров, текущего состояния оборудования, баланса энергоресурсов и т.п.;

б) контроль исправности средств телемеханики и каналов связи осуществляется с помощью ЭВМ по сигналам, поступающим от УТМ при отказах канала, приемника или передатчика ТМ, нарушении синхронности передачи, наличии ошибки в сообщении. В ряде АСДУ контролируются не только УТМ, непосредственно подключенные к ЭВМ, но и низовые устройства, установленные на низшем уровне управления, сигналы, о неисправности

которых передаются в группу ТС. Алгоритм задачи обеспечивает: формирование сигналов о неисправности УТМ для отображения на дисплеях и на панели сигнализации для диспетчера и дежурного по ТМ; запуск блоков программ обработки, осуществляющих маркирование ТИ, принадлежащих неисправному устройству, а при наличии дублирующих ТИ, замену ими недостоверных; формирование массива отказов УТМ и каналов для последующей печати и статического анализа работы средств ТМ.

На рабочем месте дежурного службы связи и телемеханики устанавливается дисплей, позволяющий не только контролировать отказы устройств, но и проводить систематическую проверку и анализ правильности ТИ, поступающих в ЭВМ;

в) контроль параметров режима, схемы сети, состояния оборудования и энергоресурсов осуществляется с помощью ЭВМ и визуально диспетчером с помощью разнообразных средств отображения. Для автоматического контроля в ЭВМ вводятся допустимые или аварийные пределы изменения параметров по условиям обеспечения надежности работы. Например, пределы передаваемой по отдельным линиям или сечениям мощности, угла, пределы изменения напряжения в узлах, частоты в энергосистеме и др. При нарушении заданных пределов, контролируемых ЭВМ, на средства отображения выводятся соответствующие сигналы, т.е. загораются красные лампочки на цифровых приборах, появляются мигающие символы на экранах дисплеев, выводятся сообщения на информационное табло.

Аналогичным образом контролируются переключения в сети. Подробная информация о нарушениях пределов и переключениях в сети накапливается в соответствующих массивах базы данных и может быть вызвана на экраны дисплеев по запросу. Кроме того, эта информация периодически распечатывается в виде «аварийных списков», а по истечении суток – обобщенной сводки, которая предназначена для анализа нарушений режима и оценки работы диспетчерского персонала.

Другой функцией автоматического контроля является периодическое

сравнение текущих значений отдельных параметров с плановыми значениями и вычисление отклонений, что помогает диспетчеру в ведении нормального режима.

Важной функцией АСДУ является возможность ретроспективного анализа событий, происходящих в энергосистеме. Для этой цели в ЭВМ создаются массивы двух типов:

1. скользящий 24-часовой архив всех телеизмеряемых параметров, формируемый автоматически с дискретностью от одной до нескольких минут, и суточный массив почасовых данных суточной ведомости;

2. архив аварийных ситуаций, в которых автоматически, например, при резком изменении частоты, отключении межсистемных связей или по команде диспетчера с клавиатуры дисплея, записываются аварийные подмассивы, включающие в себя все ТИ, с дискретностью в несколько секунд и продолжительностью 5-10 минут, предшествующих запуску. Поскольку запуск программы происходит несколько позже возникновения аварии, особенно при ручном запуске, подмассив охватывает интервал времени, соответствующий нескольким минутам послеаварийного режима. Содержание архивов может просматриваться на экранах дисплеев или может быть распечатанными на АЦПУ.

Наличие первого архива позволяет проводить анализ нормального режима в разрезе суток, второго – оперативный анализ непосредственно после возникновения аварии или спустя некоторое время.

Хранение и представление диспетчеру инструктивно – справочной информации, такие как бланки оперативных переключений, указания по ведению режима, таблицы данных о пропускной способности ЛЭП, структура и параметры настройки противоаварийной автоматики, - все это вводится в ЭВМ вручную с экрана дисплея и вызывается диспетчером по мере необходимости. Возможны другие динамические системы поиска, формирования и отображения на экране дисплея гибких форматов инструктивно – справочной информации, зависящих от текущей схемы сети и параметров режима.

Например, автоматическое формирование и выдача диспетчеру указаний об операциях, которые необходимо выполнить в связи с отключением ЛЭП.

Баланс активной мощности – одна из основных задач оперативного управления – обеспечение баланса активной мощности, который характеризуется тремя показателями: генерируемой активной мощностью P_g ; суммарной нагрузкой потребителей P_n , включая расход на собственные нужды электростанции и потери мощности в электрических сетях; сальдо перетоков мощности с соседними электросистемами P_c

$$P_n = P_g \pm P_c.$$

Контролируя эти параметры и сопоставляя их с плановыми значениями, диспетчер может оценить, какое из подчиненных ему подразделений не выполняет плановые показатели, нарушая режим работы электросистемы в целом.

Для контроля за балансом активной мощности используются данные ТИ мощности электростанций и перетоков мощности по межсистемным ЛЭП. Суммирование этих ТИ позволяет получить суммарное значение генерируемой мощности электросистемы P_g и сальдо внешних перетоков P_c .

Наряду с контролем текущего баланса мощности диспетчеру необходимо производить его оценку на характерные часы суток, например, на час максимума нагрузки. Так определяется необходимость мобилизации резервов мощности, проведения ограничений потребителей и т.д. Оценка баланса мощности обычно производится по запросу диспетчера, который при необходимости вводит с экрана дисплея дополнительную исходную информацию

Оперативный прогноз нагрузок, (внутрисуточный), необходим для уточнения значений нагрузок на ближайшие 0, 25-1 час с учетом данных о нагрузках за прошедшее время текущих суток и за прошлые дни, причем для вторника, среды, четверга и пятницы - данные предыдущих суток, а для субботы, воскресенья и понедельника - данные аналогичных суток предыдущей недели. В действующих программах осуществляется прогноз нагрузок на 15,

30, 45 и 60 мин. Выполнений прогноза с учетом метеофакторов, т. е. средних значений t^0 освещенности, позволяет несколько повысить его точность.

Контроль и оценка изменения точности осуществляется вводом в ЭВМ текущего значения частоты от цифрового датчика, обработкой, т. е. формированием мгновенных и средних одноминутных значений, сравнение их с данными пределами и вывод на дисплеи и коллективные средства отображения информации. Имеется программа определения брака по частоте, т. е. продолжительность нахождения частоты ниже заданного предела (49, 5 Гц).

Определение расстояния до места повреждения на линиях электропередачи происходит на основе замеров напряжений и токов нулевой и обратной последовательности в момент КЗ. С пульта дисплея диспетчер вводит в ЭВМ номер повреждавшейся линии и показания фиксирующих приборов с обоих концов линии, переданные по телефону. На дисплее выдаются результаты расчета - расстояния до места повреждения от обоих концов линии.

Оперативный расчет уставившегося режима выполняют для оценки допустимого режима работы сети после вывода в ремонт или аварийного отключения одной из ЛЭП или трансформатора; для проверки потокораспределения в случае возможного значительного изменения генерируемой или потребляемой мощности; для выработки рекомендаций по регулированию уровней напряжения в сети при изменившейся схеме и режиме ее работы и т. д. Для проведения оперативных расчетов установившихся режимов используются данные ТИ и ТС. Если этих данных недостаточно, то используют псевдоизмерения, полученные из суточной ведомости и при выполнении расчетов режима при краткосрочном планировании.

Контроль, оценка и анализ потерь электрической мощности и электроэнергии производится с помощью ЭВМ с циклом в 1 мин по известным выражениям на основании ТИ активной и реактивной мощности, а также напряжения с одной стороны ЛЭП. Для линий напряжением 330 кВ и выше кроме потерь мощности, определяемых током нагрузки, учитываются также потери на корону, зависящие от уровня напряжения. Для этого в ЭВМ вводят

сведения о посадочных условиях. Оперативная информация о потерях на участках контролируемой сети позволяет диспетчеру принять меры к их снижению путем изменения уровней напряжения в отдельных узлах

Накапливаемые в ЭВМ данные о потерях в сетях за определенные интервалы времени, например, за смену, сутки, месяц, могут анализировать для выработки рекомендаций по их снижению.

Контрольные вопросы по теме

1. Виды планирования режимов в электроэнергетической системе.
2. Каким образом осуществляется оперативная оценка надежности межсистемных связей и распределительных сетей?
3. Коррекция послеаварийного режима.
4. Назовите задачи планирования режимов и опишите их взаимодействие.
5. В чем заключаются результаты планирования электрических режимов?
6. Цели и задачи коррекции суточных графиков электрической нагрузки.
7. В чем заключается суть коррекции режима ГЭС?

3 ОПТИМИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Задачи оптимизации режимов в ЭЭС и СЭС

Режимом электрической системы называется ее состояние в какой-либо момент времени или на каком-либо интервале времени.

Переменные, характеризующие состояние системы, называются *параметрами режима*. В зависимости от изменения параметров режима во времени различают *установившиеся* и *переходные* режимы.

Установившимся называется режим, параметры которого неизменны во времени или меняются по периодическому закону. Так, в электрических сетях переменного тока в установившемся режиме мгновенные значения токов и напряжений изменяются во времени по синусоидальному закону. При этом действующие значения остаются постоянными.

Переходные режимы (процессы) возникают при любых изменениях в системе и характеризуются непериодическим изменением параметров режима во времени. Наличие этих процессов обусловлено инерционностью системы. Они протекают при переходе от одного установившегося режима к другому. В некоторых случаях изменения приводят к тому, что нового установившегося режима не существует. Тогда переходный процесс приводит к «развалу» системы.

По условиям возникновения режимы электрических систем подразделяются на *нормальные, аварийные, послеаварийные* и *ремонтные*.

Нормальным называется установившийся режим, возникающий при нормальной схеме коммутаций в системе, причем параметры режима находятся в технически допустимых пределах.

Аварийным называется режим, возникающий в момент возникновения аварии и продолжающийся до ее устранения. Эти режимы в начальный момент времени всегда являются переходными; затем, при достаточной продолжительности аварии, они могут переходить в установившиеся.

Послеаварийным называется режим, который возникает после устранения

аварии. Обычно при этом имеется в виду установившийся режим. Параметры послеаварийных режимов могут как находиться в технически допустимых пределах, так и выходить за эти пределы. В отдельных случаях послеаварийные режимы являются автоколебательными (действующие значения токов и напряжений меняются во времени по периодическому закону).

Ремонтным называется установившийся режим, возникающий после планового вывода в ремонт какого-либо элемента системы. В целом эти режимы сходны с послеаварийными, однако параметры ремонтных режимов должны находиться в технически допустимых пределах.

Кроме того, отдельно выделяются *особые* режимы электроэнергетических систем. К ним относятся:

- 1) режимы, параметры которых выходят за технически допустимые пределы, в частности несимметричные и несинусоидальные режимы;
- 2) режимы холостого хода линий электропередачи;
- 3) режимы, близкие к пределу по статической устойчивости;
- 4) различные неустойчивые режимы, в том числе автоколебательные.

Параметры установившихся режимов

Состояние электрической системы в установившихся режимах характеризуются следующими параметрами:

1. Напряжения в узлах сети. В сетях переменного тока в качестве напряжений рассматриваются комплексы их действующих значений. При допущении, что режим трехфазной сети является симметричным и синусоидальным, используются напряжения \dot{U} , равные по модулю линейным напряжениям, а по фазе – фазным напряжениям. В несимметричных режимах используются либо симметричные составляющие напряжений $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_0$, либо фазные напряжения $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$. В несинусоидальных режимах используются гармонические составляющие напряжений \dot{U}_ν , где ν – номер гармоники.

2. Токи в ветвях схемы замещения электрической сети: в сетях переменного тока – комплексы действующих значений \dot{I} ; в несимметричных

режимах – симметричные составляющие токов $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0$ или фазные токи $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$; в несинусоидальных режимах – гармонические составляющие токов \dot{I}_ν .

3. Мощности, передаваемые по элементам сети. В сетях постоянного тока существует только активная мощность P , а в сетях переменного тока – активная, реактивная и полная мощности P, Q и \dot{S} . В трехфазных сетях при расчетах обычно используются суммарные мощности, передаваемые по всем трем фазам. В симметричных режимах

$$\dot{S} = P + jQ = \sqrt{3}\dot{U}I^*, \quad (3.1)$$

где индекс «*» обозначает сопряженный комплекс.

В несимметричных режимах

$$\dot{S} = \dot{U}_A I_A^* + \dot{U}_B I_B^* + \dot{U}_C I_C^*. \quad (3.2)$$

Выразим мощность в симметричном режиме через напряжения и параметры сети. Пусть ветвь схемы замещения соединяет узлы с номерами i, j , напряжения в которых равны \dot{U}_i, \dot{U}_j (рис. 3). Ток в ветви, направленный от узла i к узлу j ,

$$\dot{I}_{ij} = \frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{U}_i - \dot{U}_j)Y_{ij}, \quad (3.3)$$

где Y_{ij} – комплексная проводимость ветви.

Тогда мощность в начале ветви (со стороны узла i), передаваемая в направлении от узла i к узлу j ,

$$\dot{S}_{ij}'' = \sqrt{3}\dot{U}_i I_{ij}^* = \dot{U}_i (U_i^* - U_j^*) Y_{ij}^*. \quad (3.4)$$

Аналогично выразится мощность в конце ветви (со стороны узла j), передаваемая в том же направлении:

$$\dot{S}_{ij}' = \dot{U}_j (U_i^* - U_j^*) Y_{ij}^*. \quad (3.5)$$

4. Мощности, генерируемые источниками питания, в общем случае определяются по формуле (3.1). Для некоторых источников мощности

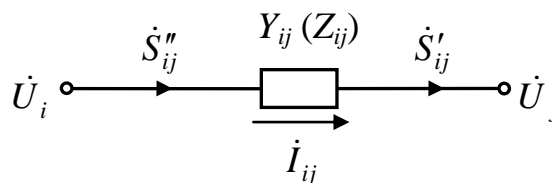


Рис.3.1. Ветвь схемы замещения

заданы заранее и, таким образом, являются исходными данными для расчетов.

5. Мощности потребителей (нагрузки). В общем случае эти мощности зависят от уровня напряжения у данного потребителя в соответствии со статическими характеристиками $P = f(U)$, $Q = g(U)$. Часто статические характеристики по напряжению аппроксимируются полиномами второй степени. Тогда

$$P = P_{ном} (a_2 k^2 + a_1 k + a_0), \quad (3.6)$$

$$Q = Q_{ном} (b_2 k^2 + b_1 k + b_0), \quad (3.7)$$

где $k = U / U_{ном}$;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

$P_{ном}$ и $Q_{ном}$ – мощности, потребляемые при номинальном напряжении;

$a_1, a_2, a_0, b_1, b_2, b_0$ – коэффициенты аппроксимации, причем

$$a_2 + a_1 + a_0 = 1,$$

$$b_2 + b_1 + b_0 = 1.$$

Часто нагрузки задаются в форме $P = const$, $Q = const$. В этом случае их мощности являются исходными данными для расчета режимов.

6. Потери мощности в элементах сети. В трехфазной сети в симметричном и синусоидальном режиме для ветви с комплексным сопротивлением Z_{ij} (рис. 9) потери полной мощности, приходящиеся на все три фазы, могут быть определены следующими способами:

$$\Delta \dot{S}_{ij} = 3I_{ij}^2 Z_{ij} = |\dot{U}_i - \dot{U}_j|^2 Y_{ij}^* = \left(\frac{S''_{ij}}{U_i} \right)^2 Z_{ij} = \left(\frac{S'_{ij}}{U_j} \right)^2 Z_{ij}. \quad (3.8)$$

7. Потери энергии. Они представляют собой интегральный параметр, определяющийся не одним режимом, а их совокупностью, реализованной за некоторый интервал времени T . Потери энергии ΔW связаны с потерями активной мощности ΔP соотношением

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt, \quad (3.9)$$

где время t обычно выражается в часах.

На практике вместо формулы (3.9) для расчета потерь энергии обычно используются упрощенные подходы.

8. Частота тока f . Данный параметр определен при условии, что мгновенные значения токов и напряжений являются периодическими функциями времени, в частности, синусоидами. Строго говоря, это условие выполняется только в установившихся режимах. Однако при переходных режимах, имеющих электромеханическую природу, электромагнитными процессами часто можно пренебречь. Тогда напряжения и токи также рассматриваются как периодические функции.

В большинстве случаев при расчете режимов частота тока принимается постоянной. Исключением являются некоторые аварийные и особые режимы.

Оптимизация – это совокупность действий, направленных на установление наивыгоднейшего варианта функционирования систем электроснабжения. Наивыгоднейшим считается вариант, соответствующий экстремальному значению критерия оптимальности при выполнении ограничений, накладываемых на оптимизируемые параметры.

Критерий оптимальности – это объективный показатель, позволяющий сравнивать рассматриваемые варианты решения задачи между собой. Для отыскания экстремального значения его представляют в виде соответствующей функции от параметров оптимизации. Такая функция называется целевой или функцией цели. В качестве оптимизируемых параметров принимаются параметры режима или схемы системы электроснабжения (в зависимости от поставленной задачи). Как правило, на оптимизируемые параметры накладываются ограничения, определяемые техническими условиями решения задачи.

С точки зрения оптимального планирования сооружения и развития систем электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий наиболее предпочтительным критерием является минимум среднегодовых затрат (максимум экономического эффекта). При таком подходе к выбору критерия в

наибольшей мере выполняется основной экономический закон производства. Однако указанный критерий не исключает возможности использования частных критериев при решении практических оптимизационных задач, например, минимум потерь мощности или энергии, минимум коэффициента аварийного простоя СЭС, минимум ущерба, обусловленного отклонениями напряжения.

Комплекс задач, решаемых при оптимизации СЭС, можно сформулировать следующим образом:

1. Построение целевой функции при детерминированном представлении параметров и составление ограничений.

2. Выяснение возможности применений детерминистических моделей и методов оптимизации. Если такая возможность существует, то необходимо:

а) выбрать метод оптимизации;

б) составить алгоритмы и программы для ЭВМ, предназначенные для решения оптимизационной задачи.

Если нельзя использовать детерминистический подход, то решаются следующие задачи:

а) выяснение объема информации о законе распределения вероятностей, числовых характеристик параметров схемы и режима СЭС, представленных в математической модели, необходимого для определения оптимального решения;

б) получение необходимой статистической информации;

в) построение вероятностной математической модели оптимизации;

г) выбор метода вероятностной оптимизации СЭС;

д) составление алгоритмов и программ для ЭВМ, предназначенных для решения оптимизационной задачи при вероятностном представлении параметров.

Электрические системы являются управляемыми. Управляющие воздействия позволяют при одной и той же совокупности электрических нагрузок реализовывать различные режимы системы. В связи с этим возникает

задача выбора оптимального режима.

Оптимизацией называется поиск экстремального значения некоторой функции. Эта функция называется *целевой*. Параметр, который она определяет, является критерием оптимизации. Переменные, от которых зависит целевая функция, называются *оптимизируемыми переменными*. На них могут накладываться *технические ограничения* в виде равенств и неравенств.

Под оптимальным режимом электрической системы обычно подразумевается режим, наиболее экономичный из всех возможных. Таким образом, критерием оптимизации в общем случае является один из критериев экономической эффективности, например, приведенные затраты.

Реализация оптимального режима осуществляется с помощью средств управления и не связана с установкой нового оборудования. Поэтому капиталовложения отсутствуют, и вместо приведенных затрат в качестве критерия оптимизации используются эксплуатационные издержки. Эти издержки включают в себя:

- стоимость энергоносителей (топлива) $C_{ЭН}$;
- ущерб от перерывов электроснабжения $У$;
- затраты на ремонт и обслуживание оборудования I_p ;
- выплаты по различным процентам.

Последние две составляющие при оптимизации режима остаются неизменными, и поэтому их можно исключить из рассмотрения. Тогда целевая функция (критерий оптимизации) примет вид

$$F = C_{ЭН} + У. \quad (3.10)$$

Ущерб от перерывов электроснабжения (фактор надежности) учитывается, только если оптимизация связана с изменением конфигурации сети или состава работающего оборудования. Однако даже и в этих задачах фактор надежности чаще всего не входит в состав критерия оптимизации, а учитывается только в технических ограничениях. Поэтому, если при оптимизации состав работающего оборудования и конфигурация сети не изменяются, или если надежность учитывается только в технических

ограничениях, то критерием оптимизации является стоимость энергоносителей:

$$F = C_{ЭН}. \quad (3.11)$$

В ряде случаев вместо стоимости энергоносителей более целесообразно использовать расход условного топлива B :

$$F = B. \quad (3.12)$$

Критерии (3.11) и (3.12) применяются при оптимизации режимов электроэнергетических систем, включая электростанции. Если оптимизируется режим только электрической сети, а режимы электростанций остаются неизменными, то расход энергии изменяется только за счет потерь электроэнергии в сети ΔW (при заданном потреблении энергии нагрузкой). Поэтому критерием оптимизации режимов электрических сетей являются потери активной мощности или энергии:

$$F = \Delta P, \quad (3.13)$$

$$F = \Delta W. \quad (3.14)$$

Критерий (3.13) используется при оптимизации текущего режима, то есть на короткий интервал времени (до одного часа), в течение которого параметры режима можно считать неизменными. При оптимизации режима электрической сети на более длительные интервалы времени необходимо использовать критерий (3.14).

Во всех рассмотренных случаях оптимальному режиму соответствует **минимум** целевой функции.

Оптимизируемыми переменными являются регулируемые параметры элементов электроэнергетической системы. К этим параметрам относятся:

- активные мощности генераторов;
- реактивные мощности генераторов и компенсирующих устройств (БСК, синхронных компенсаторов и т.д.);
- напряжения генераторов;
- коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и линейных регуляторов (вольтдобавочных трансформаторов);
- конфигурация сети;

– состав работающего оборудования.

Кроме этого, в специальных случаях возможны дополнительные оптимизируемые переменные: параметры управляемых линий электропередачи, преобразовательных подстанций и т.д. Также в оптимизации могут участвовать электроприемники, если возможно изменение их режима без нарушения технологического процесса.

Конкретный набор переменных зависит от решаемой задачи. Часть переменных являются непрерывными величинами, а часть – дискретными. Наличие последних значительно осложняет решение задачи оптимизации режима.

Отметим основные задачи управления ЭЭС, решаемые в рамках АСУ ТП:

- сбор и обработка информации;
- управление режимами;
- определение технических и экономических показателей работы станций, предприятий электрических сетей, межсистемных связей и системы в целом, включая контроль текущего режима и сигнализацию отклонений контролируемых параметров от установленных пределов;
- расчеты и анализ режимов систем (расчеты установившихся режимов, токов коротких замыканий, статической и динамической устойчивости и пр.), оценка ситуаций в возможных послеаварийных режимах;
- прогнозирование нагрузок отдельных узлов и системы в целом, а также межсистемных перетоков мощности;
- планирование оптимальных режимов систем, включая решение следующих задач:
 - экономически оптимальное распределение активной нагрузки системы между станциями и на станции – между агрегатами при данном составе работающего оборудования;
 - оптимальное распределение реактивных нагрузок, выбор нагрузок источников реактивной мощности с учетом допустимых напряжений;

- выбор оптимального состава работающего оборудования;
- выбор оптимальных сроков профилактических и текущих ремонтов и ревизий оборудования.

В АСУ ТП ТЭС имеются задачи оптимизации режима энергоблока, управления режимом напряжения и реактивной мощности, формирование теплового баланса станции, расчета КПД, расчета технико-экономических показателей, расчета движения топлива.

В АСУ ТП ГЭС ведется оптимизация режима использования водных ресурсов водохранилища, определение оптимального состава и режима агрегатов, регулирование напряжения, расчет технико-экономических показателей;

В АСУ ТП подстанций решаются задачи управления трансформаторами, коммутациями, учета отпуска электроэнергии.

Задачи краткосрочной и долгосрочной оптимизации режимов

Вид и содержание режимных задач, модели и методы их решения существенно зависят от времени управления. Обычно все задачи оптимизации режимов подразделяются на краткосрочную и долгосрочную оптимизацию.

Задачи краткосрочного управления режимами ЭЭС решаются на суточном и меньших периодах времени. В цикле краткосрочной оптимизации решается большое количество задач для нормального режима:

- выбор оптимального состава работающего оборудования;
- распределение активной и реактивной нагрузки между всеми генерирующими единицами;
- минимизация потерь в сетях при транспорте энергии;
- разработка оптимальных энергетических балансов;
- выбор и размещение оперативных резервов мощности;
- регулирование частоты;
- регулирование напряжения;
- обеспечение режимной надежности системы и ее отдельных объектов.

Основной режимной задачей долгосрочной оптимизации является

оптимальный режим водно-энергетического регулирования водных ресурсов водохранилищ ГЭС. От использования водных ресурсов зависят возможности краткосрочной оптимизации. Это основная гидроэнергетическая задача. Ее результаты существенно влияют на энергетические балансы и эффективность работы системы.

Контрольные вопросы по теме

1. Каковы цели, задачи краткосрочной оптимизации режимов?
2. Каковы цели, задачи долгосрочной оптимизации режимов?
3. Что представляет собой целевая функция?
4. Что принимается за критерий оптимизации в электроэнергетических системах?
5. Цели, задачи и способы оптимизации режимов водохранилищ гидроэлектростанций.
6. Цели, задачи и способы оптимизации состава и режима гидроагрегатов.
7. Каким образом производится наивыгоднейшее распределение нагрузки между гидроагрегатами?
8. Каким образом осуществляется оптимизация внутростанционных режимов?

3.2 Математическая модель оптимизации параметров режима систем электроснабжения функционированием ЭЭС

Целевая функция и ограничения образуют математическую модель оптимизации. Она, с одной стороны, отображает действительность, с другой – упрощает объективную реальность, отбрасывая все второстепенное, малозначащее. Однако это упрощение не может быть произвольным. Степень упрощения математической модели должна быть соизмеримой с погрешностью исходной для расчета информации и с погрешностью принимаемого метода оптимизации. Методы решения

оптимизационных задач относятся к методам исследования операций или к методам математического программирования. В зависимости от того, сколько оптимизируемых параметров (один или несколько) включено в математическую модель, различают одно- или многопараметрические методы оптимизации. Различают также одно- или многокритериальные задачи оптимизации (в зависимости от числа критериев оптимальности). При оптимизации СЭС могут применять детерминированные или вероятностные математические модели. Возможно построение смешанных математических моделей, когда, например, целевая функция представляется детерминированной, а ограничения – в виде вероятностных характеристик, и наоборот. Многообразие математических моделей, встречающихся при оптимизации СЭС, предопределяет и многообразие методов отыскания оптимального решения.

Решение различных оптимизационных задач управления при использовании соответствующих критериев оптимизации осуществляется в рамках ограничений. Большая часть этих ограничений формируется в процессе управления и обеспечивает возможность декомпозиции общей задачи управления на наиболее частные задачи, решаемые в АСУ. На оптимизируемые переменные накладываются технические ограничения как в форме равенств, так и в форме неравенств.

Основным ограничением-равенством является *система уравнений режима*, которая (обычно в неявной форме) задает взаимосвязь между оптимизируемыми переменными, другими параметрами режима и составляющими целевой функции.

Ограничения-неравенства накладываются как на сами оптимизируемые переменные, так и на величины, функционально зависящие от этих переменных:

1. На активные мощности генераторов

$$P_{ген} \leq P_{max} . \quad (3.15)$$

2. На реактивные мощности генераторов и компенсирующих устройств

$$Q_{\min} \leq Q_{ген(кв)} \leq Q_{\max} . \quad (3.16)$$

3. На величины напряжений в узлах сети, в том числе на выводах генераторов и электроприемников

$$U_{\min} \leq U \leq U_{\max} . \quad (3.17)$$

4. На мощности, передаваемые через трансформаторы, по допустимым нагрузкам трансформаторов $S_{дон}$, определяемым с учетом перегрузочной способности,

$$S_{mp} \leq S_{дон} . \quad (3.18)$$

5. На допустимые токовые нагрузки линий и других элементов сети

$$I \leq I_{дон} . \quad (3.19)$$

6. На значения номеров регулировочных ответвлений силовых трансформаторов и линейных регуляторов (вольтдобавочных трансформаторов)

$$n_{отв,\min} \leq n_{отв} \leq n_{отв,\max} . \quad (3.20)$$

Если при оптимизации предполагается изменение конфигурации сети или состава работающего оборудования, то вводится также техническое ограничение по надежности электроснабжения исходя из категоричности электроприемников. Это ограничение запрещает конфигурации сети и составы работающего оборудования, не удовлетворяющие требованию надежности.

Ограничения, формируемые в процессе управления, рассматриваются при характеристике методов и алгоритмов решения различных задач управления. Вопросы о требованиях, которые должны удовлетворяться при управлении ЕЭС, являются концептуальными.

Контрольные вопросы по теме

1. В чем заключается требование эффективности использования математических методов в управлении?

2. Виды математических методов моделирования с целью оптимизации режимов.

3. Дать понятие целевой функции и вводимых ограничений.
4. Что можно отнести к основным технико-экономическим показателям систем электроснабжения?
5. Выделить основные задачи технико-экономического анализа.

3.3 Методы решения оптимизационных задач

Наивыгоднейшее распределение нагрузки потребителей в энергосистеме

Суть задачи оптимального распределения нагрузки заключается в том, чтобы нагрузку потребителей распределить между генераторными единицами по принятому критерию оптимизации. Имеется множество энергетического баланса, но надо найти из их числа оптимальный. Разновидностей этой задачи много, и они определяются видом и характеристиками объекта управления. Задача распределения нагрузки может решаться для единой системы ЕЭС, для объединенных систем ОЭС, для районных тепловых или гидротепловых систем, в масштабе краткосрочной или долгосрочной оптимизации, может рассматриваться только баланс активных мощностей или реактивных.

Оптимизация распределения активных мощностей между электростанциями

Пусть система содержит m тепловых электростанций и один базисный узел. Для каждой тепловой электростанции имеется своя зависимость расхода условного топлива от вырабатываемой активной мощности $B_i = f(P_{ген,i})$, которая называется *расходной характеристикой*. Если бы расходные характеристики были линейными и одинаковыми для всех станций, то суммарный расход условного топлива не зависел бы от распределения активных мощностей между электростанциями. В действительности эти характеристики нелинейны и различны. Поэтому изменение распределения генерируемых активных мощностей приводит к изменению расхода условного топлива. Таким образом, существует оптимальное распределение активных мощностей, соответствующее минимуму расхода условного топлива или минимуму затрат

на топливо, то есть Задача состоит в том, чтобы найти условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между ТЭС с учетом потерь активной мощности в сети.

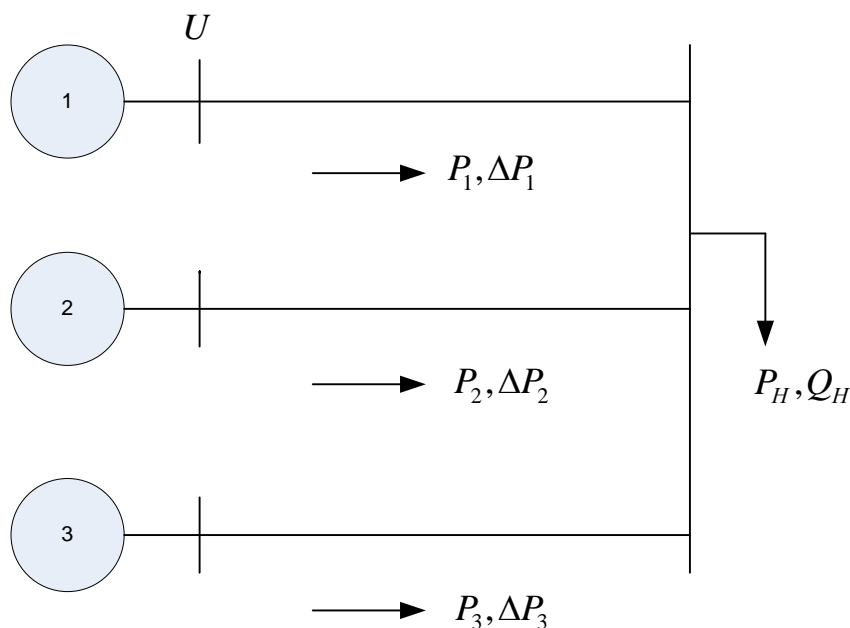


Рис.3.1. Схема системы к выводу условия оптимального распределения нагрузки

Выберем в качестве критерия оптимизации расход условного топлива. Соответствующая целевая функция ($F = B$) преобразуется к виду

$$F = \sum_{i=1}^{m+1} B_i, \quad (3.21)$$

где под $(m + 1)$ -й станцией понимается базисный узел, расходная характеристика которого также считается известной.

Выше указывалось, что ограничениями-равенствами являются уравнения режима системы. В рассматриваемой задаче уравнение записывается упрощенно в форме баланса активных мощностей:

$$\sum_{i=1}^{m+1} P_{ген,i} - \sum_{i=1}^k P_{н,i} - \Delta P_{\Sigma} = 0, \quad (3.22)$$

где P_i – мощность i -й нагрузки;

k – число нагрузок;

ΔP_{Σ} – суммарные потери мощности в сети.

Предположим, что при любом распределении мощностей режим является допустимым. Тогда ограничения-неравенства отсутствуют. В этом случае оптимизация производится методом множителей Лагранжа.

Функция Лагранжа

$$L = \sum_{i=1}^{m+1} B_i + \lambda \left(\sum_{i=1}^{m+1} P_{ген,i} - \sum_{i=1}^k P_{н,i} - \Delta P_{\Sigma} \right). \quad (3.23)$$

Мощности нагрузок считаются постоянными величинами, а потери – функцией генерируемых мощностей, за исключением мощности базисного узла. Тогда система принимает вид

$$\begin{cases} \frac{\partial B_i}{\partial P_{ген,i}} + \lambda \left(1 - \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{ген,i}} \right) = 0, & i = 1, \dots, m, \\ \frac{\partial B_{m+1}}{\partial P_{ген,m+1}} + \lambda = 0, \\ \sum_{i=1}^{m+1} P_{ген,i} - \sum_{i=1}^k P_{н,i} - \Delta P_{\Sigma} = 0. \end{cases} \quad (3.24)$$

Обозначим

$$\varepsilon_i = \frac{\partial B_i}{\partial P_{ген,i}}, \quad \sigma_i = \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{ген,i}}. \quad (3.25)$$

Величина ε_i называется *относительным приростом расхода топлива* на i -й электростанции и является нелинейной функцией генерируемой мощности. Зависимости $\varepsilon_i(P_{ген,i})$ при оптимизации режима задаются в аналитической форме.

Величина σ_i называется *относительным приростом потерь* при изменении мощности i -й станции. Зависимости $\sigma_i(P_{ген,i})$ при оптимизации задаются линейными функциями, поскольку сами потери имеют квадратичную зависимость от мощностей.

С учетом этих обозначений систему (3.24) можно записать следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} \varepsilon_i + \lambda(1 - \sigma_i) = 0, \quad i = 1, \dots, m, \\ \varepsilon_{m+1} + \lambda = 0, \\ \sum_{i=1}^{m+1} P_{ген,i} - \sum_{i=1}^k P_{н,i} - \Delta P_{\Sigma} = 0. \end{array} \right. \quad (3.26)$$

Система (3.26) включает в себя $(m+2)$ уравнения с неизвестными $P_{ген,1}, \dots, P_{ген,m+1}, \lambda$. Решение ее производится численными методами (поскольку уравнения нелинейны). В результате определяются оптимальные значения генерируемых мощностей $P_{ген,1}, \dots, P_{ген,m+1}$.

В более общем случае кроме ограничения-равенства имеются также ограничения-неравенства. При этих условиях оптимизация обычно производится градиентными методами.

При наивыгоднейшем распределении нагрузки прирост затрат ΔI на прирост активной мощности у потребителя должен быть одинаковым для всех электростанций.

Энергетические характеристики электростанций и агрегатов часто не удовлетворяются указанным условиям. В этом случае они «исправляются» по специальной методике устранения разрывов непрерывности.

Оптимизация режима электрической сети по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации

В данной задаче активные мощности электростанций (кроме базисных узлов) задаются постоянными величинами. Поэтому целевой функцией при оптимизации текущего режима обычно являются потери активной мощности в сети ΔP .

Иногда вместо потерь мощности в качестве критерия оптимума используются следующие величины:

- суммарное потребление активной мощности от источников P_{Σ} ;
- сумма затрат на электроэнергию и экономического ущерба от отклонений напряжения на выводах электроприемников в единицу времени

$C_{W+\Delta U}$.

Если нагрузки заданы постоянными мощностями, то минимумы функций ΔP и P_{Σ} совпадают. В случае задания нагрузок статическими характеристиками эти минимумы различаются, причем режим, оптимальный по критерию P_{Σ} , смещен относительно режима, оптимального по критерию ΔP , в сторону меньшего потребления мощности нагрузками. Однако такое смещение не всегда оправдано, так как:

а) снижение электропотребления обычно достигается за счет уменьшения напряжения на выводах электроприемников, что может отрицательно сказаться на их работе;

б) регулирующие эффекты нагрузки по мощности и энергии могут не совпадать и даже иметь противоположные знаки, вследствие чего минимизация потребляемой мощности в каждый момент времени не приводит к минимальному электропотреблению за весь интервал времени.

Первый из этих недостатков можно устранить, используя критерий $C_{W+\Delta U}$. Однако, как правило, ущербы от отклонений напряжения недостаточно хорошо известны.

Таким образом, наиболее обоснованным критерием оптимизации текущего режима электрической сети являются потери активной мощности.

Ограничения-равенства представляют собой систему уравнений режима (обычно одна из форм уравнений узловых напряжений). Ограничениями-неравенствами являются условия (39).

Наибольшее распространение при решении данных задач получили градиентные методы в сочетании с методом штрафных функций.

Метод штрафных функций состоит в исключении ограничений-неравенств на основе специального преобразования целевой функции. Это преобразование осуществляется прибавлением к исходному выражению так называемых *штрафных функций*.

Запишем ограничения-неравенства на переменную f следующим образом:

$$f \leq f_{\max}, \quad (3.27)$$

$$f \geq f_{\min}. \quad (3.28)$$

Штрафные функции для каждого из этих ограничений имеют вид

$$Ш_i = k_i (f - f_{np})^2, \quad (3.29)$$

где f_{np} – предельное значение переменной, под которым подразумевается f_{\max} или f_{\min} ;

k_i – коэффициент, представляющий собой некоторое положительное число, если соответствующее ограничение-неравенство не выполняется, и равный нулю при выполнении неравенства.

Если исходной целевой функцией являются потери мощности ΔP , то преобразованная целевая функция принимает вид

$$\Psi = \Delta P + \sum_{i=1}^n Ш_i, \quad (3.30)$$

где n – общее число ограничений-неравенств, каждое из которых записывается в виде (3.27) или (3.28).

Основной частью алгоритма градиентных методов оптимизации является вычисление производных функции Ψ по оптимизируемым переменным y_i . При этом данная функция в общем случае зависит от y_i как явным образом, так и опосредованно через зависимые переменные x_j , которые являются неявными функциями y_i . Поэтому зависимость Ψ от y_i можно записать следующим образом:

$$\Psi = f[y_i, x_1(y_i), \dots, x_n(y_i)], \quad (3.31)$$

где n – число зависимых переменных.

Тогда искомые производные вычисляются по выражению

$$\frac{\partial \Psi}{\partial y_i} = \frac{\partial \Psi}{\partial y_i} \Big|_{\text{явн}} + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \Psi}{\partial x_j} \cdot \frac{\partial x_j}{\partial y_i}, \quad (3.32)$$

где $\frac{\partial \Psi}{\partial y_i} \Big|_{\text{явн}}$ – производная, определяемая только из явной зависимости Ψ от y_i .

Естественными зависимыми переменными x_j являются модули и фазы

напряжений в узлах сети U_i , δ_i (если используются уравнения узловых напряжений). Однако на практике более удобным оказалось использование величин W_j , соответствующих записи уравнений режима. Тогда выражение (45) принимает вид

$$\frac{\partial \Psi}{\partial y_i} = \frac{\partial \Psi}{\partial y_i} \Big|_{\text{явн}} + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \Psi}{\partial W_j} \cdot \frac{\partial W_j}{\partial y_i}. \quad (3.33)$$

Если Ψ рассматривается как функция величин W_j , а под x_j подразумеваются модули и фазы напряжений U_i , δ_i , то можно записать

$$\frac{\partial \Psi}{\partial x_i} = \sum_{j=1}^n \frac{\partial \Psi}{\partial W_j} \cdot \frac{\partial W_j}{\partial x_i}. \quad (3.34)$$

Производные $\frac{\partial \Psi}{\partial x_i}$ и $\frac{\partial W_j}{\partial x_i}$ легко определяются непосредственным дифференцированием соответствующих функций. После этого на основе (3.34) составляется система линейных уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \Psi}{\partial x_1} = \frac{\partial \Psi}{\partial W_1} \cdot \frac{\partial W_1}{\partial x_1} + \frac{\partial \Psi}{\partial W_2} \cdot \frac{\partial W_2}{\partial x_1} + \dots + \frac{\partial \Psi}{\partial W_n} \cdot \frac{\partial W_n}{\partial x_1}, \\ \frac{\partial \Psi}{\partial x_2} = \frac{\partial \Psi}{\partial W_1} \cdot \frac{\partial W_1}{\partial x_2} + \frac{\partial \Psi}{\partial W_2} \cdot \frac{\partial W_2}{\partial x_2} + \dots + \frac{\partial \Psi}{\partial W_n} \cdot \frac{\partial W_n}{\partial x_2}, \\ \dots, \\ \frac{\partial \Psi}{\partial x_n} = \frac{\partial \Psi}{\partial W_1} \cdot \frac{\partial W_1}{\partial x_n} + \frac{\partial \Psi}{\partial W_2} \cdot \frac{\partial W_2}{\partial x_n} + \dots + \frac{\partial \Psi}{\partial W_n} \cdot \frac{\partial W_n}{\partial x_n}, \end{array} \right. \quad (3.35)$$

Путем решения этой системы вычисляются значения производных $\frac{\partial \Psi}{\partial W_j}$.

Производные $\frac{\partial W_j}{\partial y_i}$ определяются простым дифференцированием уравнений режима, поскольку переменные y_i являются коэффициентами в этих уравнениях или входят в выражения для коэффициентов. После этого по формуле (3.30) вычисляются искомые производные целевой функции по оптимизируемым переменным.

Внутростанционная оптимизация режима работы ГЭС

Различают оптимизацию длительных и краткосрочных режимов работы ГЭС. В оптимизации длительных режимов для всего цикла регулирования ГЭС находится наивыгоднейшее распределение нагрузки между станциями системы и определяется режим использования водоэнергетических ресурсов водохранилищ.

Задачей оптимизации краткосрочных режимов является наивыгоднейшее распределение нагрузки в смешанной системе для суточного или меньшего периода оптимизации. Краткосрочные и долгосрочные режимы ГЭС тесно связаны, но алгоритмические и вычислительные трудности не позволяют рассматривать эти задачи в едином алгоритме.

Основной задачей управления длительными режимами водохранилищ является оптимальное использование энергетических ресурсов энергосистемы или объединения для обеспечения заданного режима потребления электроэнергии. При рациональном управлении водохранилищами можно получить на ГЭС дополнительную выработку электроэнергии 1-5%, что дает существенную экономию топлива.

Формулируется задача оптимизации режима водохранилища следующим образом: при заданной бытовой приточности необходимо определить такой режим водохранилища ГЭС на весь период регулирования, при котором по принятому критерию обеспечивается оптимальный режим энергетической системы. Чаще всего критерием является минимум расхода эксплуатационных издержек или топлива системы.

Первоначально на весь период регулирования создается модель исходной информации. Прогнозируется гидрограф, нагрузки системы и другие данные. По этим данным и производится расчет режима водохранилища, который является начальным приближением.

При поступлении новых прогнозов режим корректируется. Последовательная корректировка – поинтервальное исправление планируемого режима ГЭС за счет использования прогноза на ближайший расчетный интервал.

Кроме последовательных корректировок для рационального управления режимами ГЭС используются диспетчерские графики, которые являются управляющими функциями и однозначно определяют режим ГЭС.

Оптимальное использование водных ресурсов гидроузлов комплексного назначения

1. Оптимальное распределение водных ресурсов между компонентами гидроузла по минимуму эксплуатационных затрат комплекса:

$$I_K = I_Э(W_\Gamma) + \sum_i I_{\text{вх},i}(W_\Gamma) \rightarrow \min, \quad (3.36)$$

где $I_Э(W_\Gamma)$ - эксплуатационные затраты по энергетике, на которые влияет объем используемых водных ресурсов ГЭС;

$I_{\text{вх},i}(W_\Gamma)$ – эксплуатационные затраты i -й водохозяйственной отрасли.

2. Оптимизация нормируемых параметров регулирования водных ресурсов гидроузлов (уровней, расходов, объемов воды. Критерием также являются эксплуатационные затраты, связанные с рассматриваемым параметром $\Pi_{\text{вх}}$ т.е:

$$I_K = I_Э(\Pi_{\text{вх}}) + \sum_i I_{\text{вх},i}(\Pi_{\text{вх}}). \quad (3.37)$$

В условиях изменчивости гидрологической, технической и экономической информации обе эти задачи возникают достаточно часто. В настоящее время они решаются по алгоритмам краткосрочной и долгосрочной оптимизации.

Инженерная и математическая постановка задачи оптимизации состава и режима гидроагрегатов

Сущность рассматриваемой задачи заключается в выборе состава агрегатов и определении их активных мощностей (нагрузок). Задача оптимизации состава и режима агрегатов решается с учетом иерархии во времени и пространстве.

С учетом пусковых расходов:

$$W_\Gamma = \sum_{t=1}^{t=m} Q_{rt} \Delta \tau_t + \sum_{t=1}^{t=m} Q_{\text{пт}} \Delta \tau_t, \quad (3.38)$$

где $t = 1, 2, \dots, m$ – номер расчетного интервала времени,

$\Delta\tau_t$ - длительность расчетного интервала времени.

Из этого выражения видно, что учет пусковых расходов требует решения задачи для всего периода оптимизации, а не для каждого расчетного интервала времени.

Выбор наивыгоднейшего числа гидроагрегатов и распределение нагрузки между ними

Если установленные на ГЭС одноптипные агрегаты имеют одинаковые энергетические характеристики, задача выбора состава сводится к более простой задаче выбора оптимального числа работающих агрегатов. Известно несколько методов ее решения: перебор, обработка энергетических или расходных характеристик, использование критериев целесообразности отключения и др.

Метод перебора состоит в том, что уменьшая (увеличивая) число агрегатов, распределяют заданную нагрузку равномерно и, сравнив расход воды до и после изменения числа агрегатов, решают вопрос о целесообразности этого изменения. Если при этом расход воды на ГЭС уменьшился, то необходимо проверить целесообразность отключения (включения) еще одного агрегата. Процесс заканчивается, когда очередное изменение числа агрегатов не приводит к уменьшению расхода воды.

Метод непосредственной обработки энергетических или расходных характеристик состоит в следующем. В.М. Горнштейн разработал способ выбора оптимального числа работающих агрегатов, основанный на критерии экономической целесообразности отключения агрегатов.

Агрегат выгодно остановить при нагрузке ГЭС P' , если экономия от остановки $\Delta W_3 = W_1' - \Delta W'' \geq 0$

Относительный прирост увеличивается от w' до w'' , а расход воды ГЭС – на величину, пропорциональную заштрихованной области

$$\Delta W'' = \int_{P' - P'_{1'}}^{P'} w dP \approx P'_{1'} \frac{w' + w''}{2}. \quad (3.39)$$

Оптимизация внутростанционных режимов ГЭС с учетом пусковых расходов и различия характеристик гидроагрегатов

Если степень влияния временных факторов незначительна по сравнению с постоянными, то можно определить характеристики путем натуральных испытаний. Однако натурные испытания требуют опытного персонала и занимают много времени. Поэтому полные испытания проводятся только на средних или крупных ГЭС и обычно на двух-трех установленных однотипных агрегатах. Остальные агрегаты испытываются упрощенными методами, позволяющими снять зависимость относительного значения к.п.д. от мощности.

При точном замере расхода воды погрешность по относительным приростам составляет $\pm 2\%$, а при упрощенных испытаниях $\pm 5\%$.

Наивыгоднейшее распределение нагрузки между агрегатами ГЭС с учетом их действительных характеристик (внутростанционная оптимизация) может обеспечить выработку дополнительной энергии порядка десятых долей и даже единиц процента.

В связи с различием характеристик однотипных агрегатов распределение нагрузки между агрегатами по принципу уравнивания нагрузок или по принципу уравнивания открытия направляющих аппаратов гидротурбин и выбор только оптимального числа, а не состава работающих агрегатов, приводит к перерасходу воды на ГЭС по сравнению с оптимальным режимом на 0,5 – 1%.

Упрощенный метод выбора состава многоагрегатных ГЭС заключается в разделении агрегатов на группы с близкими характеристиками. Для агрегатов каждой группы принимаются усредненные характеристики.

Еще большие трудности возникают, когда некоторые агрегаты в рабочем диапазоне имеют невыпуклые характеристик потерь. Для решения таких задач применяется метод динамического программирования или сочетание его с другими методами.

Однако в зонах максимальных к.п.д. гидроагрегатов характеристика относительных приростов имеет вид монотонно возрастающей функции.

Поэтому, когда число агрегатов равно оптимальному, для решения задачи наивыгоднейшего распределения нагрузки между агрегатами пригодны методы, применяемые для решения одноэкстремальных задач.

Сравнение потерь на пуск гидроагрегата с потерями от работы неэкономичного числа агрегатов показывает, что экономически целесообразно пускать радиально-осевую турбину на 65-80 с, а поворотно-лопастную на 500-650 с.

В силу этого при расчетах суточного графика нагрузки энергосистемы по часовым интервалам выбор числа агрегатов следует проводить без учета пусковых расходов. Учет пусковых расходов может иметь смысл для уточнения моментов включения гидроагрегатов при оперативном ведении режима.

Краткая характеристика других задач оптимизации

Рассмотренные выше задачи оптимизации распределения активных мощностей между электростанциями и оптимизации режима сети по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации в действительности являются частями более общей задачи *комплексной оптимизации режима электроэнергетической системы*. В этой задаче целевой функцией является расход или стоимость условного топлива, а оптимизируемыми переменными – активные мощности электростанций, напряжения генераторов, реактивные мощности всех ее источников, а также коэффициенты трансформации. В качестве ограничений-равенств обычно используются уравнения узловых напряжений. Также задаются все необходимые ограничения-неравенства.

Комплексная оптимизация дает более обоснованный результат, чем частные задачи. Тем не менее, в связи со сложностью комплексной оптимизации, на практике более распространено раздельное решение частных задач.

Оптимизация режима электрической сети по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации во многих случаях разделяется на еще более частные задачи. К ним относится *оптимизация потокораспределения*

в замкнутых сетях, а также оптимизация режима только по реактивной мощности.

Оптимизация потокораспределения в замкнутых сетях состоит в приведении естественного потокораспределения к экономическому, которому соответствует минимум потерь активной мощности. Оптимизируемыми переменными при этом являются напряжения источников питания и коэффициенты трансформации. Изменение этих параметров приводит к изменению уравнивающих мощностей, обусловленных разностями напряжений узлов в замкнутых контурах. Тем самым осуществляется воздействие на потокораспределение. Можно показать, что экономическое потокораспределение соответствует потокораспределению, которое наблюдалось бы в *однородной* сети при отсутствии уравнивающих мощностей (*однородной* называется сеть, на всех участках которой отношения индуктивного сопротивления к активному одинаковы).

Оптимизация режима только по реактивной мощности обычно осуществляется в разомкнутых сетях. В этих сетях влияние напряжений на потери активной мощности выражено значительно слабее, чем в замкнутых. Кроме того, часто оно оказывается недостаточно изученным, если неизвестны статические характеристики нагрузок по напряжению.

Для решения данной задачи широко применяется метод *динамического программирования*, который позволяет легко учесть дискретность реактивных мощностей источников.

Во всех рассмотренных выше задачах конфигурация сети предполагается неизменной. Вместе с тем изменение конфигурации может быть эффективным средством снижения потерь мощности и энергии. Наиболее распространенной задачей такого типа является *оптимизация точек размыкания распределительных сетей*. Это возможно в так называемых *петлевых* сетях, которые сконструированы как замкнутые, но работают в разомкнутом режиме. Каждый контур сети может размыкаться в различных точках. Рассматриваемая задача состоит в поиске таких точек размыкания, при которых потери активной

мощности или энергии минимальны.

Контрольные вопросы по теме

1. Виды математических методов моделирования с целью оптимизации режимов.
2. Для решения каких задач в энергетике используется линейное программирование?
3. Дать классификацию статистических прогнозирующих математических моделей.
4. Дать понятие авторегрессионной модели.
5. В чем заключается суть дискретного программирования?
6. Пояснить суть модели прогнозирования ARIMAX.

ПРИМЕР ТЕСТОВОГО ЗАДАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ

1. Состав информации, которая необходима для управления, ее сбора и обработки, это ...

- а) организационное обеспечение АСУ;
- б) научное обеспечение АСУ;
- в) информационное обеспечение АСУ;
- г) техническое обеспечение АСУ.

2. Информационно-вычислительный комплекс совместно с периферийным оборудованием телемеханики и связи это ...

- а) Организационное обеспечение АСУ;
- б) Научное обеспечение АСУ;
- в) Математическое обеспечение АСУ;
- г) Техническое обеспечение АСУ.

3. На каком из уровней иерархии АСУ во времени планируются режимы, необходимые для нужд всех видов деятельности при функционировании ЭЭС

- а) на первом;
- б) на втором;
- в) на третьем.

4. Ситуативная иерархия АСУ ...

- а) Управляет территориально распределенными объектами энергетики как единым целым;
- б) Устанавливает приоритеты решения режимных задач в зависимости от состояния системы;
- в) Рассматривает задачи планирования режимов для различных периодов времени;
- г) Ни один из предложенных вариантов.

5. Что не входит в основные задачи управления ЭЭС, решаемые в рамках АСУ ТП:

- а) Выбор оптимального состава работающего оборудования;
- б) Сбор и обработка информации;
- в) Прогнозирование нагрузок отдельных узлов и системы в целом;
- г) Все варианты входят в основные задачи.

6. При оптимизации режимов в схемах, содержащих ГЭС, функция Лагранжа для каждого часа имеет вид:

а) $L = \sum_{i=1} B_i + \mu W + \lambda \Delta Q$

б) $L = \sum_{i=1}^n B_i + \mu W$

в) $L = \sum_{i=1}^n B_i + \mu W - \mu \Delta Q$

7. При оптимизации режима работы тепловых станций на общую нагрузку минимизируется:

- а) расход топлива на каждой отдельной станции;
- б) расход топлива по системе в целом.
- в) расход топлива на самой мощной станции.

8. Критерием оптимальности режима в схемах, содержащих только ТЭС, является:

- а) равенство расходов топлива на всех станциях;
- б) равенство относительных приростов расхода топлива;
- в) минимизация расхода топлива на самой мощной станции.

9. Неопределенный множитель Лагранжа σ показывает:

а) сколько условного топлива можно экономить на ТЭС при пропуске через створ ГЭС 1 м^3 воды.

б) сколько условного топлива можно экономить при работе в оптимальном режиме;

в) сколько условного топлива можно экономить за счет работы ГЭС.

10. При учете ограничений методом барьеров и $b_i < b_{\min}$ мощности станций принимают значение:

а) $P = P_{\min}$;

б) $P = P_{\text{ном}}$;

в) $P = P_{\max}$.

11. Основная задача управления ЭЭС ...

а) Надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение;

б) Надежное снабжение электрической энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение;

в) Надежное снабжение тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение.

12. При расчетах режимов для каскада ГЭС оптимизация проводится:

а) без учета их работы в каскаде;

б) с учетом их работы в каскаде.

13. Метод прямой оптимизации применим для решения задачи:

а) небольшой размерности;

б) любой размерности;

в) небольшой размерности без учета ограничений.

14. При оптимизации режима значение штрафной функции вне допустимой области:

- а) равно нулю;
- б) равно бесконечности;
- в) постоянное число.

15. При минимизации суммарного расхода топлива по систем в целом в схеме, содержащей только ТЭС без учета потерь в сети, критерием оптимальности является:

а) $b_1 = b_2 = \dots = b_n$

б)
$$\frac{b_1}{1 - \sigma_1} = \frac{b_2}{1 - \sigma_2} = \dots = \frac{b_n}{1 - \sigma_n}$$

в) $b_1 = q^2 * \lambda = \dots = b_n$.

16. При решении задачи комплексной оптимизации ограничение в виде равенства представляет:

- а) баланс только активной мощности;
- б) баланс только реактивной мощности;
- в) балансы и активной, и реактивной мощностей.

17. Какие электростанции выгодно размещать в пиковой зоне графика нагрузки энергосистемы:

- а) АЭС;
- б) ГЭС;
- в) Мощные блочные ТЭС;
- г) ТЭЦ.

18. При необходимости минимизировать потери активной мощности в сети сбалансированной энергосистемы изменяют:

- а) активные перетоки;
- б) реактивные перетоки;
- в) напряжения узлах.

19. Оптимизация режима по активной мощности в схеме с ТЭС и учетом активных потерь в сети проводится:

- а) с учетом сетевого коэффициента σ на каждом шаге;
- б) с расчетами без учета σ и его учетом на последнем шаге;
- в) без учета σ на первом шаге и с учетом σ на последующих шагах.

20. Влияние изменения напряжения в узлах сети при решении задач оптимизации качества учитывается:

- а) во всех узлах сети;
- б) в контролируемых узлах;
- в) балансирующем узле.

21. Оптимизация режима в схемах большой размерности с учетом ограничений в виде равенств проводится:

- а) прямым методом;
- б) градиентным методом;
- в) методом неопределенных множителей Лагранжа.

22. При оптимизации режима в дефицитной энергосистеме с помощью закупаемых активных перетоков целью является минимизация:

- а) суммарных активных потерь в сети;
- б) суммарных реактивных потерь в сети;
- в) расходов топлива по системе в целом.

23. Для решения оптимизационных задач расчет существующего режима осуществляется:

- а) ежесекундно;
- б) ежеминутно;
- в) каждые полчаса.

24. При оптимизации состава работающего на станции оборудования учитывают:

- а) только ХОП отдельных блоков;
- б) расходы топлива на пуск, останов и выработку электрической мощности агрегатов;
- в) только расходы на пуск и останов агрегатов.

25. При решении задачи комплексной оптимизации ограничение в виде равенства представляет:

- а) баланс только активной мощности;
- б) баланс только реактивной мощности;
- в) балансы и активной, и реактивной мощностей.

26. При автоматизированном управлении энергосистемами ОДУ стоит:

- а) на самой высокой ступени иерархии;
- б) на самой низкой ступени иерархии;
- в) на средней ступени иерархии.

27. При доверии к передаваемой по каналам связи информации используют коды:

- а) обычный
- б) с обнаружением ошибки
- в) с исправлением ошибки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Овчаренко, Н.И. Автоматика энергосистем [Текст]: учеб.: рек. Мин. обр. РФ / Н.И. Овчаренко; под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Издательство МЭИ, 2009. - 476 с. – (nelbook.ru)
2. Конюх, В.Л. Проектирование автоматизированных систем производства: учеб.пособие / В.Л. Конюх. – М.: Абрис, 2012. – 310 с. (Учебная библиотека online)
3. Чемборисова, Н. Ш. Оптимизация режимов электроэнергетических систем и сетей [Текст]: учеб. пособие / Н.Ш. Чемборисова, А.С. Степанов, В.М. Пейзель, АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. - 104 с.
4. Емельянова, Н.З. Основы построения автоматизированных информационных систем [Текст]: учеб. пособие: рек. Мин. обр. РФ / Н.З. Емельянова, Т. Л. Партыка, И. И. Попов. - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2007. - 416 с.
5. Савина, Н.В. Применение теории вероятностей и методов оптимизации в системах электроснабжения [Текст]: учеб. пособие: рек. ДВ РУМЦ / Н.В. Савина; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 272 с.
6. Измаилов, А.Ф. Чувствительность в оптимизации [Текст]: учеб. пособие: рек. УМО / А. Ф. Измаилов. - М.: Физматлит, 2006. - 246 с.
5. Гвоздева, В.А. Основы построения автоматизированных информационных систем [Текст]: учеб.: доп. Мин. обр. РФ / В. А. Гвоздева, И. Ю. Лаврентьева. - М.: ФОРУМ: ИНФРА - М, 2007. - 318 с.
6. Корнеенко, В. П. Методы оптимизации [Текст]: учеб.: рек. УМО / В.П. Корнеенко. - М.: Высш. шк., 2007. - 664 с.
7. Щитов, И.Н. Введение в методы оптимизации [Текст]: учеб. пособие: рек. УМО / И. Н. Щитов. - М.: Высш. шк., 2008.
8. Пантелеев, А.В. Методы оптимизации в примерах и задачах [Текст]: учеб. пособие : рек. УМО / А. В. Пантелеев, Т. А. Летова. - 3-е изд., стер. - М.: Высш. шк., 2008. - 544 с.

Учебное издание

Палина Павловна Проценко,
доцент кафедры энергетики ФГБОУ ВПО «АмГУ»

Автоматизированные системы управления на электрических станциях

Учебное пособие.

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. **5,02. Заказ 551**