

### Лекция №3

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АСДУ ЕЭС РОССИИ

Автоматизированная система диспетчерского управления АСДУ ЕЭС представляет собой иерархически построенную человеко-машинную систему. Она обеспечивает сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме системы, формирование на основе собранной информации, передачу и реализацию управляющих команд, с целью выполнения системой функций надежного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей.

Концепция АСДУ была разработана в конце 60-х — начале 70-х годов. Она постоянно совершенствуется за счет улучшения методов, используемых при решении задач управления, улучшения шифрающей базы, средств управления, среде передачи и отображения информации, средств автоматического регулирования и противоаварийной автоматики и т.д.

Автоматизированная система диспетчерского управления включает в себя: управляющие вычислительные центры (УВД) в Центральном диспетчерском управлении (ЦДУ) ЕЭС, 6 объединенных диспетчерских управлений (ОДУ) ОЭС, 66 центральных диспетчерских служб (ЦДС) ЭЭС, около 120 диспетчерских пунктов (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС); автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) электростанций, энергоблоков и подстанций; централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления. Все элементы АСДУ ЕЭС объединяет единая первичная сеть сбора и передачи оперативной информации и управляющих команд.

Основной составляющей АСДУ в УВЦ на уровнях ЦДУ ЕЭС, ОДУ ОЭС и ЦДС ЭЭС являются оперативные информационно-управляющие комплексы (ОИУК). С помощью ОИУК диспетчерский персонал ЦДУ, ОДУ, ЦДС осуществляет контроль за текущим состоянием управляемой ЭЭС (схемой, режимами, средствами управления), ретроспективный анализ происшедших событий, оценку перспективных режимов.

На основании информации о текущем и перспективном состоянии ЭЭС, на графике нагрузки, плане проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов диспетчерский персонал обеспечивает: регулирование режима ЭЭС по активной и реактивной мощности, включая регулирование графиков нагрузки электростанций); вывод оборудования, а также средств автоматического и оперативного управления в ремонт и ввод их в работу после ремонта; ввод в работу нового оборудования и средств управления; изменение схемы

коммуникации контролируемой сети; ликвидацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима работы; ведение оперативной отчетности и передачу оперативной информации и т.д.

Управляющие воздействия передаются диспетчерским персоналом ЦДУ, ОДУ или ЦДС на оперативно подчиненные объекты через диспетчерский персонал этих объектов либо непосредственно на АСУ ТП и системы автоматического регулирования и управления энергообъектами с помощью устройств телеуправления. Управляющими воздействиями обеспечивается изменение схемы электрической сети или состава оборудования электростанций и подстанций; алгоритмов и параметров настройки средств автоматического и оперативного управления, устройств автоматики; нагрузки агрегатов электростанций; нагрузки потребителей, напряжений в контрольных точках электрической сети (путем воздействия на возбуждение синхронных машин, переключения рпн трансформаторов, включения или отключения устройств компенсации реактивной мощности).

Основными целями планирования режимов являются:

- определение потребности в производстве электрической и тепловой энергии;
- определение ресурсной части, необходимой для обеспечения требуемого производства электрической и тепловой энергии;
- определение возможных (оптимальных) режимов работы ЭО с учетом ограничений по ЛЭП и ресурсам.

Эти задачи планирования решаются на различных временных и территориальных уровнях управления. Во временном аспекте можно выделить годовое, квартальное и месячное планирование режимов. На каждом этапе преследуются различные, хотя и связанные цели.

На верхних уровнях управления (ОДУ, ЦДУ) осуществляются балансировка режима, определение межсистемных перетоков и ремонтных площадок.

Основными задачами на уровне ОДУ являются:

- расчет плановых режимов для уровня ОДУ с учетом полученных с уровня ЦДУ плановых перетоков мощности и ремонтных площадок;
- согласование расчетных плановых показателей с ЭЭС.

При планировании режимов решаются следующие основные задачи:

- прогноз электропотребления; упрощенное моделирование перспективных режимов ГЭС, АЭС и промышленных блок-станций;
- расчет (с использованием методов прогнозирования) статей баланса мощности, ремонтных площадок и графиков ремонтов;
- планирование баланса электроэнергии;
- расчет графиков генерации для характерных суток.

В дальнейшем необходимо расширить состав задач и включить:

- планирование балансов условного и натурального топлива;

- оптимизацию долгосрочных режимов ГЭС и перераспределение внутри года гидроресурсов по условиям балансов мощности и энергии;
- оценку надежности разрабатываемых режимов (определение и распределение резервов мощности и энергии между интервалами и узлами расчетной схемы, определение вероятности дефицитов);
- анализ режимов (сравнение с предыдущими периодами, анализ причин отклонений по статьям балансов и т.д.);
- увязку задач годового планирования с требованиями квартального и месячного планирования;
- расчет основных технико-экономических показателей на основе плановых балансов.

В результате взаимосогласованного планирования заключаются договоры на параллельную работу между ЭЭС, ОДУ и ОДУ ЭЭС.

Договоры на сальдо-перетоки электроэнергии и мощности заключаются только при полном балансе электроэнергии и мощности в ЭЭС с учетом пропускной способности межсистемных ЛЭП.

Система оперативного контроля и учета мощности и энергии предусматривает контроль отклонений параметров от договорных значений и определение факторов, вызвавших; эти отклонения.

Контроль электроэнергии ведется за сутки и нарастающим итогом за месяц, а мощности — как среднеарифметическое за указанные часы (часы максимальной нагрузки) каждого рабочего дня и в среднем за месяц.

Необходимости контроля всех этих параметров вызвана системой взаиморасчетов. Она предусматривает дифференцированные тарифы при оплате отклонений фактических параметров от договорных в зависимости от факторов, вызвавших эти отклонения, и режимного состояния ЭЭС.

Системы контроля и учета параметров баланса мощности и электроэнергии должны базироваться на комплексах технических средств, устанавливаемых на всех электростанциях и межсистемных подстанциях и обеспечивающих:

- автоматический сбор в реальном времени информации о выработке электроэнергии с электросчетчиков, подключенных к измерительным трансформаторам тока (ТТ) и напряжения (ТН) генераторов и межсистемных ЛЭП;

- обработку (масштабирование, суммирование, формирование по данным измерений значений электроэнергии и средней мощности за заданные интервалы времени), формирование архива параметров, ввод точного времени от

электронных часов с коррекцией по радиосигналам, автоматическую или по запросу печать сводки параметров;

- передачу с заданной цикличностью обработанной информации по каналам связи в ОИУК ЭЭС.

### *Критерии (цели) управления.*

Все задачи управления, обеспечивающие формирование управляющих решений, могут быть разделены на оптимизационные и оценочные. Решение первых достигается при удовлетворении какого-либо критерия оптимизации. При решении вторых удовлетворяются соответствующие уравнения состояния объекта.

Основной задачей управления ЭЭС является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение.

Решение различных оптимизационных задач управления при использовании соответствующих критериев оптимизации осуществляется в рамках ограничений.

К таким ограничениям относятся ограничения по пропускной способности ЛЭП, по величине резервов мощности в отдельных районах систем, по уровням напряжения в узлах генерации и нагрузки и т.п.

Часть ограничений представляет собой требования, определяемые, во-первых, основной задачей управления ЭЭС — обеспечить надежное снабжение потребителей электроэнергией и теплотой необходимого (нормативного) качества, во-вторых, связями ЭЭС с другими отраслями.

### *ЗАДАЧИ (ФУНКЦИИ) УПРАВЛЕНИЯ*

Задачи разделены на четыре группы:

- переработка исходной информации, ведение баз данных, надежность технических средств АСДУ;

- планирование электрических режимов; планирование энергетических режимов;

- обучение, тренировка и оценка деятельности оперативного персонала.

Состав задач (функций) оперативно-диспетчерского управления

1. Переработка исходной информации Ведение баз данных Надежность технических средств АСДУ:

1.1 Сбор и первичная обработка информации о схеме и режимах работы ЭЭС.

1.2 Поиск, корректировка, пополнение и хранение справочных данных

1.3 Статистическая обработка информации и формирование массивов исходных данных (информационной модели ЭЭС);

1.4 Определение надежности системы телемеханики и связи;

1.5 Метрологическая аттестация АСДУ и ее элементов

2. Планирование электрических режимов:
  - 2.1. Прогноз активных и реактивных нагрузок по узлам;
  - 2.2. Оценивание состояния системы (формирование модели текущего режима);
  - 2.3. Эквивалентирование при расчетах установившегося режима
  - 2.4. Расчет установившегося режима ЭЭС;
  - 2.5 Эквивалентирование при расчетах устойчивости и длительных переходных процессов;
  - 2.6. Расчет статической устойчивости и определение допустимых перетоков мощности по ЛЭП и отдельным «сечениям» по условиям статической устойчивости;
  - 2.7. Определение области статической устойчивости в пространстве коэффициентов регулирования и их выбор;
  - 2.8. Расчет динамической устойчивости и определение допустимых перетоков мощности по ЛЭП и отдельным «сечениям» по условиям динамической устойчивости;
  - 2.9. Определение области динамической устойчивости в пространстве параметров режима;
  - 2.10. Расчет длительных переходных процессов;
  - 2.11. Анализ возможных аварийных ситуаций;
  - 2.12. Комплексная оценка надежности схем ЭЭС;
  - 2.13. Оперативный контроль и допустимости текущего режима ЭЭС;
  - 2.14. Оценка текущего режима по условиям надежности;
  - 2.15. Корректировка схем и режимов условиям надежности ЭЭС;
  - 2.16. Формирование и восстановления работы ЭЭС после системных аварий;
  - 2.17. Расчет показателей безопасности и выбор оптимальных путей их доведения до нормы;
  - 2.18. Ретроспективный анализ аварийных ситуаций;
  - 2.19. Расчет показателей качества электроэнергии;
  - 2.20. Расчет токов КЗ и неполнофазных режимов;
  - 2.21. Расчет внутренних перенапряжений в ЭЭС;
  - 2.22. Расчеты уставок релейной защиты и ПА;
  - 2.23. Выбор и корректировка уставок АРЧМ;
  - 2.24. Выбор алгоритмов настройки «централизованных» и локальных средств противоаварийного управления;
  - 2.25. Выбор уставок (настройка) системы автоматического снижения частоты;
  - 2.26. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности;
  - 2.27. Автоматическое регулирование напряжения в основной сети ЭЭС.

### 3. Планирование энергетических режимов:

3.1. Прогноз суммарного потребления электрической и тепловой энергии;

3.2. Статистический анализ и прогноз располагаемой и рабочей мощности электростанций и оценка их маневренных характеристик;

3.3. Расчет ограничений по режимам работы ТЭЦ, определяемым графиком теплоснабжения;

3.4. Статистический анализ и прогноз показателей основного оборудования;

3.5. Формирование баланса мощности;

3.6. Формирование баланса электроэнергии;

3.7. Формирование баланса тепловой энергии;

3.8. Формирование баланса топлива;

3.9. Оценка надежности электроснабжения потребителей в зависимости от наличия первичных энергоресурсов;

3.10. Распределение ресурсов генерирующей мощности между ремонтной и оперативной составляющими;

3.11. Расчет включенной составляющей оперативного резерва мощности;

3.12. Определение оптимальных перетоков мощности по межсистемным связям с учетом надежности;

3.13. Диагностика состояния основного оборудования и определение времени вывода оборудования в ремонт по результатам диагностики;

3.14. Проверка допустимости разрешения оперативных и аварийных ремонтных заявок;

3.15. Планирование капитальных и средних ремонтов основного оборудования;

3.16. Оптимизация режима и расчет эквивалентных характеристик тепловых электростанций;

3.17. Определение оптимальной выработки электроэнергии ГЭС;

3.18. Оценка текущего режима по экономичности;

3.19. Оптимизация мгновенного режима:

- по активной мощности

- по реактивной мощности

- по всем переменным

3.20. Оптимизация суточного режима и введение режима в допустимую область;

3.21. Определение оптимального состава работающего оборудования;

3.22. Оперативная корректировка оптимальных режимов в пределах допустимой области;

3.23. Измерение и расчет показателей качества тепловой энергии;

3.24. Формирование оптимальных графиков ограничений и отключений потребителей, управление частью потребителей;

3.25. Расчет и анализ технико-экономических показателей (удельных расходов условного топлива, потерь электроэнергии в сетях и др.);

3.26. Расчет надежности тепловых сетей (показателей надежности теплоснабжения потребителей).

4. Обучение, тренировка и оценка деятельности оперативного персонала:

4.1. Обучение и тренировка персонала;

4.2. Оценка деятельности диспетчерских смен по критериям надежности, качества и оптимального режима;

Центральным являются задачи второй и третьей групп, в состав которых включены многие задачи, не решаемые в настоящее время в процессе диспетчерского управления ПЭС, но необходимость решения, которых определяется условиями и особенностями работы ЕЭС в настоящее время и особенно в перспективе.

### *ИНФОРМАЦИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ПРИ УПРАВЛЕНИИ*

Для успешного решения задач оперативно-диспетчерского управления диспетчер должен располагать необходимой, достаточно достоверной информацией. Качественно новые аспекты информационного обеспечения АСДУ связаны с привлечением и использованием информации:

– о прогнозе метеорологической обстановки для повышения точности прогнозирования нагрузки и вероятностей отказов (задачи 2.1 и 3.4);

– о маневренных характеристиках агрегатов и электростанций, используемых при расчете их располагаемой и рабочей мощности и состава работающего и резервного оборудования (задачи 3.2 и 3.21);

– об отказах основного оборудования ЕЭС с целью расчета и прогнозирования его показателей надежности (задача 3.4);

– о качестве топлива, поставляемого ТЭС (задачи 3.9 и 3.25);

– о состоянии основного оборудования (генерирующего оборудования, ЭП, трансформаторов, атомных реакторов и др.), определяемом в процессе диагностики для принятия с необходимой заблаговременностью решения о времени его вывода в ремонт (задача 3.13);

– о фактически обеспечиваемой надежности электро- и теплоснабжения потребителей для выбора оптимальных путей повышения надежности (задачи 2.16 и 3.26);

– о прогнозе приточности воды в водохранилищах ГЭС с целью оптимизации выработки электроэнергии на ГЭС (задача 317).

Необходимая информация либо поступает извне (является внешней по отношению к ЕЭС), либо вырабатывается (извлекается) в процессе управления (внутри ЕЭС).

В процессе управления наибольшие объемы информации вырабатываются и используются в темпе управляемого процесса. Если управляемые процессы изменяются достаточно быстро, то требуются получение информации и передача управляющего воздействия в течение нескольких секунд (или даже миллисекунд); если управляемый процесс допускает большие задержки в реализации управляющих воздействий, то время получения информации и ее использования измеряется минутами или даже часами.

Информация, полученная средствами телемеханики, называется телемеханической.

Основные виды телемеханической информации в АСДУ и примерные допустимые диапазоны ее задержки при передаче от объектов управления в центр управления (контрольная информация) и обратно {командная информация} следующие:

- информация для автоматических противоаварийных систем (телеотключение) — десятки миллисекунд;
- телесигнализация положения высоковольтной коммутационной аппаратуры — секунды;
- телеизмерения контролируемых параметров (мгновенные значения) — единицы, десятки секунд;
- телеизмерения, телерасчет (интегральные значения) — несколько десятков секунд;
- телеизмерения и телекоманды для систем автоматического регулирования — до 1 с;
- телеуправление (ТУ) — несколько секунд;
- ответная телесигнализация (после ТУ) — до 10 с;
- межуровневый машинный обмен между информационными базами данных ЭВМ ОИУК — несколько минут;
- диспетчерская ведомость по производству и потреблению энергии (цифробуквенная информация — ЦБИ) — 1 раз в час.

Качество телемеханической информации определяется погрешностью и достоверностью телепередачи. Ее надежность характеризуется коэффициентом готовности систем телепередачи. Допустимые погрешности телепередачи различных видов телеинформации определяются классом точности и лежат в пределах долей процента или нескольких процентов.

Наряду со статической погрешностью существенное влияние на качество телеинформации оказывает динамическая погрешность, которая определяется допустимым запаздыванием телепередачи. В кодо-



импульсных системах телемеханики динамическая погрешность соизмерима со статической погрешностью, а для быстроизменяющихся параметров телеизмерений может в несколько раз превосходить ее [133, 134]. Уменьшение динамической погрешности связано с увеличением скорости передачи информации и частоты производимых измерений. Увеличение скорости передачи информации требует более широкополосных каналов связи.

Все виды оперативной информации передаются кодо-импульсными телемеханическими системами в виде кодированных дискретных сигналов, объединенных в кодовые слова и кодовые предложения. По техническим соображениям кодовые слова всех видов сообщений имеют одинаковую длину, кратную байту (8 бит), т.е. имеют байтную структуру. Если передаваемое сообщение требует нескольких байт, то формируется пакет, содержащий иногда десятки или сотни байт. Пакеты должны иметь «начало» и «конец». Пакеты МО прерываться сообщениями, имеющими более высокий приоритет, после передачи которых, передача пакета должна продолжаться на прерванном слове. Пакеты также могут иметь разные приоритеты либо различные сообщения должны группироваться в разные пакеты, передаваемые по общему каналу связи. Переданные пакеты или их части запоминаются в приемном устройстве.

После окончания передачи соответствующего пакета он извлекается из памяти по частям и образует законченное сообщение. Такой способ передачи информации имеет название передачи с коммутацией пакетов. Этот способ позволяет наиболее полно использовать пропускную способность канала связи при передаче сообщений, имеющих разную длину и разную вероятность возникновения.

В общей постановке вопроса речь идет об использовании в АСДУ сетей передачи информации с пакетной коммутацией сообщений (PSN — Packet Switching Net), широко используемых за рубежом, в том числе и в энергетике. PSN — это сеть передачи данных с узлами связи, оснащенными ЭВМ, в которых пакеты сообщений запоминаются в оперативной памяти узла.

Основные задачи при пакетной передаче сообщений сводятся к следующему:

- обеспечению прерывания передаваемого пакета на любом слове сообщением более высокого приоритета;
- восстановлению передачи прерванного пакета после передачи сообщения более высокого приоритета без потери сообщений;
- обеспечению переспросов пакетов при обнаружении ошибок в передаваемом сообщении;