

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ

**АСУ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СИСТЕМ**

Методические указания
к выполнению лабораторных работ

Ташкент- 2016

УДК 621.311: 681.51

**АСУ и оптимизация режимов электрических станций и систем:
Методические указания к выполнению лабораторных работ. Сост.:
Сытдыков Р.А., Мирзаев А.Т., Радионова О.В. – Ташкент: ТашГТУ,
2016. – 60 с.**

Методические указания включают описания лабораторных работ по курсу «АСУ и оптимизация режимов электрических станций и систем».

Данные работы охватывают комплекс вопросов исследования функционирования автоматизированных систем управления (АСУ) электрических станций, автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) энергосистемы Узбекистана, а также вопросы оптимизации режимов электростанций.

В описании каждой лабораторной работы приведены необходимые теоретические сведения и перечень контрольных вопросов.

Методические указания предназначены для студентов направления 5310200 – «Электроэнергетика» (Производство, передача и распределение энергии).

Печатаются по решению научно-методического совета ТашГТУ

Рецензенты: д.т.н., проф. Аллаев К.Р. (ТашГТУ);
к.т.н. Садуллаев Э.Ф. (УП «Узэлектросеть»)

© Ташкентский государственный технический университет, 2016

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

ИЗУЧЕНИЕ РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ (АСДУ) ЭНЕРГОСИСТЕМЫ УЗБЕКИСТАНА (работа выполняется в НДЦ АО «Узбекэнерго»)

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Изучение принципов диспетчерского управления, ознакомление с работой автоматизированной системы диспетчерского управления энергосистемы Узбекистана

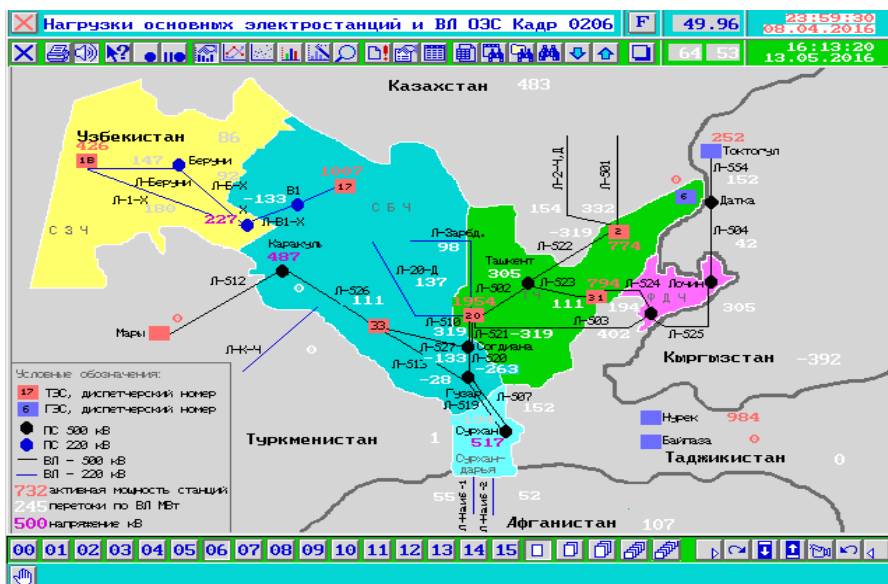
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ УЗБЕКИСТАНА

Энергосистема Узбекистана полностью обеспечивает своих потребителей электрической энергией и входит в Объединенную энергосистему (ОЭС) Центральной Азии (ЦА), которая через электрические сети Казахстана работает параллельно с ЕЭС России. По линиям 500 и 220 кВ энергосистема Узбекистана имеет связь с энергосистемами прилегающих государств - ОЭС Казахстана, ЭЭС Кыргызстана, ранее имела связь с ЭЭС Таджикистана и ЭЭС Туркменистана.

Установленная мощность 39 электростанций Узбекской энергосистемы 12992 МВт с возможностью выработки около 60 млрд.кВт.ч электроэнергии в год.

Установленная мощность тепловых электростанций – 11138 МВт, гидроэлектростанций – 1854 МВт. Основу нашей энергосистемы составляют крупные тепловые электростанции, на которых вырабатывается до 86% от общего объема производства электроэнергии: Сырдарьинская ТЭС (3000 МВт), Ново – Ангренская ТЭС (2100 МВт), Ташкентская ТЭС (1860 МВт), Навоийская ТЭС (1728 МВт), Талимарджанская ТЭС (800 МВт). В структуре первичных энергоресурсов, используемых на ТЭС для производства электрической и тепловой энергии, природный газ составляет 90,8%, мазут - 5,3 %, уголь - 3,9 % .

Гидроэнергетика в республике представлена в основном каскадами гидроэлектростанций. Самый крупный из них – Каскад Средне-Чирчикских ГЭС, состоящий из трех электростанций: Чарвакской



Основные генерирующие мощности Узбекистана:

Крупные ГЭС

№	Название	Установлен. мощность, МВт	Кол-во турбин	Годы ввода	Наимено- вание реки
1	Чарвакская ГЭС	650,5	4	1970-1972	Чирчик
2	Ходжикентская ГЭС	165	3	1976	Чирчик
3	Газалкентская ГЭС	120	3	1980-1981	Чирчик
4	Фархадская ГЭС	126	4	1948-1949	Сырдарья
5	Туямуонская ГЭС	150	6	1983-1984	Амударья
6	Андижанская ГЭС Андижанская ГЭС-2	140 50	4 2	1983-1984	Карадарья

Теплоэлектростанции (ТЭЦ)

№	Название	Установленная мощность, МВт	Годы ввода	Местона- хождение
1	Ферганская ТЭС	305	1956-1979	г. Киргили
2	Мубарекская ТЭС	60	1985-1988	г. Мубарек
3	Ташкентская ТЭЦ	30+27 ГТУ	1939-1954	г. Ташкент

Тепловые электростанции (ТЭС)

№	Название	Установлен. мощность, МВт	Кол-во турбоаг- регатов	Годы ввода	Местона- хождение
1	Сырдарьинская ТЭС	3000	10	1972-1981	г. Ширин
2	Ново-Ангренская ТЭС	2100	7	1985-1995	г. Нурабад
3	Ташкентская ТЭС	1860	12	1963-1971	г. Ташкент
4	Навоийская ТЭС	1728	11	1963-1981	г. Навои
5	Ангренская ТЭС	484	8	1957-1963	г. Ангрен
6	Тахиаташская ТЭС	730	5	1961-1990	г. Тахиаташ
7	Талимарджанская ТЭС	800	1	2004	г. Нуристан

В таблицах приведены основные электростанции, работающие в Узбекской энергосистеме. Тепловые электростанции работают в базисе графика нагрузки энергосистемы, то есть выдают постоянную мощность. В летнее время при перетоке из других энергосистем тепловые станции разгружаются, и в это время производится ремонт оборудования на этих станциях. В зависимости от времени года работа электростанций различная. Так, например, летом работают гидроэлектростанции, при этом происходит разгруз тепловых электростанций, а зимой, наоборот, работают в полном режиме тепловые электростанции. Причем в летний период, когда обеспечен нормальный водоток, каскад Средне-Чирчикских ГЭС может работать в базисе графика нагрузки. У каждой тепловой станции есть свой минимальный состав оборудования, который должен постоянно находиться в работе: на Ташкентской ТЭС это 5-6 блоков, на Ново-Ангренской ТЭС - 3 блока, на Сырдарьинской ТЭС - 4 блока и т.д.

Основными потребителями в энергосистеме являются крупные промышленные предприятия: Навоийский ГМК, Алмалыкский ГМК, Бухарский НПЗ, Ферганский НПЗ, Шуртанский ГХК, насосные станции и другие потребители.

ОРГАНИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭЭС УЗБЕКИСТАНА. АСДУ

Характерной особенностью технологического процесса ЭЭС является единство процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, а также тесная взаимосвязь режимов работы всех элементов энергосистемы, которая обеспечивается использованием новейших информационных технологий и программного обеспечения.

Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) ЭЭС Узбекистана представляет собой иерархически построенную человеко-машинную систему, обеспечивающую по всей территории, охватываемой электрическими сетями, сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме энергосистемы, формирование, на основе собранной информации, передачу и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой (за счет располагаемых средств) функций надежного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей.

АСДУ включает в себя:

- управляющие вычислительные центры (УВЦ) в КДЦ «Энергия», Национальном Диспетчерском Центре (НДЦ) ЭЭС Узбекистана, диспетчерские пункты (ДП) предприятий электрических сетей (ПЭС);
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) электростанций, энергоблоков электростанций и подстанций;
- централизованные и локальные системы автоматического регулирования и управления.

Все элементы АСДУ ЭЭС объединяет единая первичная сеть сбора и передачи оперативной информации и управляющих команд.

Задачи АСДУ достаточно разнообразны и охватывают четыре временных уровня управления (для каждой ступени территориальной иерархии):

1. *Долгосрочное планирование режимов* (на месяц, квартал, год).

Задачи этого уровня:

- прогнозирование потребления энергии и характерных графиков нагрузки;
- разработка балансов мощности и электроэнергии (годовых, квартальных, месячных);
- оптимизация планов использования энергоресурсов и проведения плановых ремонтов;
- разработка схем и режимов для характерных периодов года (осенне-зимний максимум, период паводка и др.), а также в связи с вводом новых объектов и расширением состава параллельно работающих ЭЭС (расчет устойчивости, токов коротких замыканий, параметров настройки релейной защиты и автоматики);
- решение всего комплекса вопросов повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, внедрения и совершенствования средств диспетчерского управления и систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами;
- разработка диспетчерских инструкций.

2. *Краткосрочное планирование режимов* (на сутки, неделю).

Задачи этого уровня:

- корректировка решений 1-го уровня по мере изменения и уточнения условий работы ЭЭС (уровень потребления,

обеспеченность гидроресурсами, топливная конъюнктура и т.п.); ряд решений 1-го уровня выступает здесь в виде ограничений (недельные или суточные расходы гидроресурсов, мощности агрегатов, выведенных в ремонт, и т.п.);

- рассмотрение оперативных заявок на вывод в ремонт основного оборудования, средств управления и автоматизации.

3. Оперативное управление текущими режимами (в течение дня).

Задачи этого уровня:

- оперативное ведение текущего режима по суточным планам-графикам;
- корректировка (дооптимизация) режима при отклонении параметров режима от плановых значений;
- ликвидация аварийных режимов и восстановление нормальной схемы электроснабжения в послеаварийных режимах;
- организация поиска мест повреждения, ремонтных и восстановительных работ.

4. Автоматическое управление нормальными и аварийными режимами.

Задачи этого уровня:

- автоматическое управление, проводимое централизованными и местными системами и устройствами автоматического регулирования режима по частоте и напряжению, устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Основной составляющей АСДУ в УВЦ являются оперативные информационно-управляющие комплексы (ОИУК), с помощью которых диспетчерский персонал НДЦ осуществляет: контроль за текущим состоянием управляемой энергосистемы (схемой, режимами и средствами управления), ретроспективный анализ происшедших событий, оценку перспективных режимов. Используя информацию о текущем и перспективном состоянии ЭЭС, графиках нагрузки, планах проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов, диспетчерский персонал НДЦ обеспечивает:

- выработку воздействий на управляемые объекты (регулирование режима ЭЭС по активной и реактивной мощности, включая регулирование графиков нагрузки электростанций);

- вывод оборудования и средств автоматического и оперативного управления в ремонт и ввод их в работу после ремонта;
- ввод в работу нового оборудования и средств управления;
- изменение схемы контролируемой сети;
- ликвидацию аварийных ситуаций и восстановление нормального режима работы ЭЭС;
- ведение оперативной отчетности;
- передачу оперативной информации.

Управляющие воздействия передаются диспетчерским персоналом НДЦ на оперативно подчиненные объекты через диспетчерский персонал этих объектов или непосредственно на АСУТП и системы автоматического регулирования и управления энергообъектами с помощью устройств телеуправления. Управляющие воздействия обеспечивают изменение:

- схемы электрической сети;
- 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 (посредством воздействия на возбуждение синхронных машин, включения или отключения устройств компенсации реактивной мощности, переключения анцапф трансформаторов).

АСДУ энергосистемы Узбекистана осуществляет оперативно – информационное обслуживание всех основных звеньев управления энергосистемы. АСУ энергосистемы позволяет контролировать технологический процесс производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии.

Локальные вычислительные сети на предприятиях энергосистемы функционируют на базе IBM – совместимых ПЭВМ. Ряд предприятий энергосистемы по коммутируемым и выделенным телефонным каналам связи с помощью модемов подключены к оперативно – информационному комплексу (ОИК) АСДУ аппарата компании и круглосуточно передают телеинформацию о режиме работы ЭЭС.

Для приёма телеинформации при диспетчерских пунктах электросетей введены в эксплуатацию АРМ «Телемеханика» (АРМ – Т).

Национальный диспетчерский центр Республики Узбекистан осуществляет оперативное диспетчерское руководство согласованной работой электростанций и сетей энергосистемы. НДЦ является производственно-техническим подразделением АО «Узбекэнерго», целью деятельности которого являются обеспечение:

- бесперебойности энергоснабжения потребителей;
- надежности функционирования энергосистемы и отдельных ее узлов;
- качества энергии, удовлетворяющего установленным нормам;
- экономичности работы энергосистемы в целом при рациональном использовании энергоресурсов и выполнении заданных графиков нагрузки.

Основными задачами НДЦ являются обеспечение:

- круглосуточного оперативного диспетчерского управления согласованной работой электростанций, электрических и тепловых сетей Узбекской энергосистемы;
- выполнения графиков нагрузки и межсистемных перетоков при заданных резервах мощности и запасах устойчивости;
- оптимального режима электрической сети по активной и реактивной мощности;
- ликвидации аварий системного значения в энергосистеме, отдельных регионах и энергоузлах;
- наиболее экономичного распределения нагрузок между электростанциями.

Структура диспетчерского управления состоит из НДЦ; региональных диспетчерских служб (РДС) магистральных электрических сетей (МЭС): Ташкентской региональной диспетчерской службы Центральных МЭС (ТРДС), Ферганской региональной диспетчерской службы Восточных МЭС (ФРДС), Самаркандской региональной диспетчерской службы Юго-Западных МЭС (СРДС), Южной диспетчерской службы (ЮДС) Южных МЭС и филиала НДЦ – Тахиаташской диспетчерской службы (ТДС) Северо-Западных МЭС; оперативно-диспетчерских служб (ОДС) электрических станций, предприятий территориальных электрических сетей (ПТЭС) и оперативно-диспетчерских групп (ОДГ) РЭС (рис. 1-2).

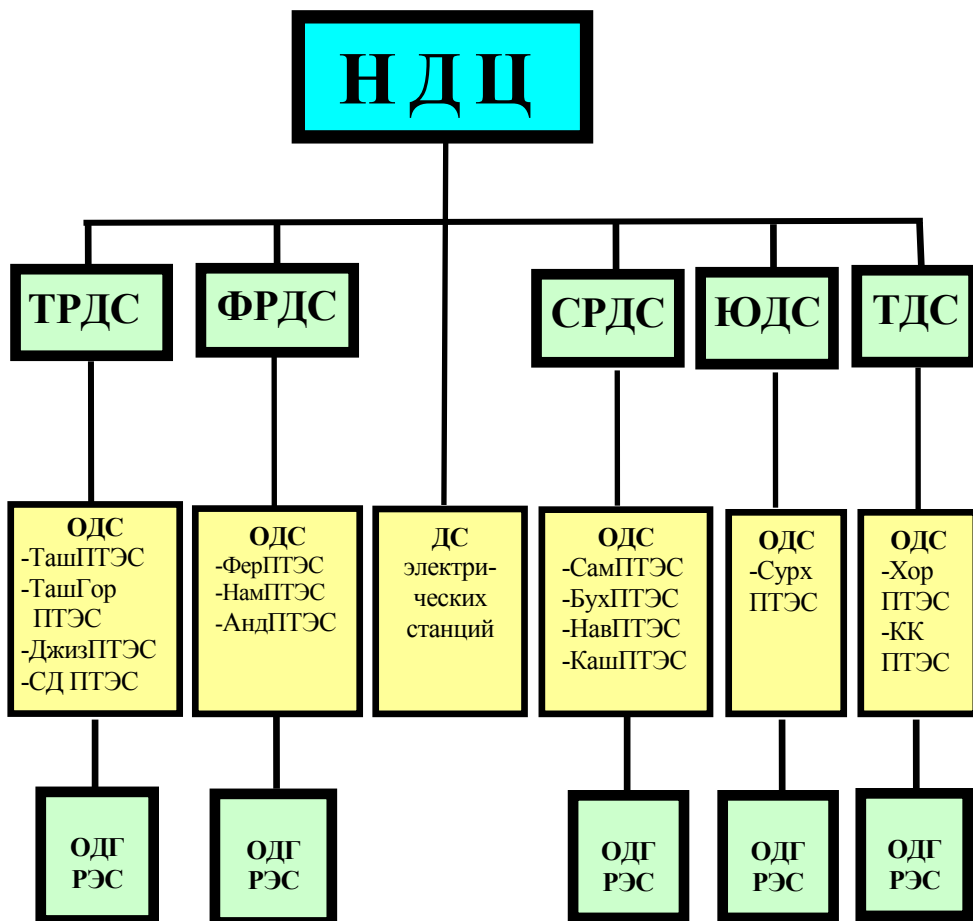


Рис. 1-2. Структура диспетчерского управления ЭЭС Узбекистана.

Принятые сокращения: ПТЭС – предприятие территориальных электрических сетей; ТашПТЭС – Ташкентское ПТЭС; ТашГорПТЭС – Ташкентское городское ПТЭС; ДжизПТЭС – Джизакское ПТЭС; СД ПТЭС – Сырдарьинское ПТЭС; ФерПТЭС – Ферганское ПТЭС; НамПТЭС – Наманганское ПТЭС; АндПТЭС – Андижанское ПТЭС; СурхПТЭС – Сурхандарьинское ПТЭС; СамПТЭС – Самаркандское ПТЭС; БухПТЭС – Бухарское ПТЭС; НавПТЭС – Навоийское ПТЭС; КашПТЭС – Кашкадарьинское ПТЭС; ХорПТЭС – Хорезмское ПТЭС; ККПТЭС – Каракалпакское ПТЭС; ОДС – оперативно-диспетчерские службы; ОДГ – оперативно-диспетчерские группы районных электрических сетей (РЭС).

На *диспетчерском пульте* НДЦ ЭЭС Узбекистана имеется мнемонический щит, на котором схематически представлены объекты Узбекской энергосистемы (электрические станции, подстанции) и связь между ними. Каждый выключатель имеет светящийся индикатор. Если объект не работает (по причине ремонта, аварии и т.п.) и выключатель отключен, индикатор горит красным светом, если объект находится в рабочем состоянии, тогда цвет индикатора зеленый. Высоковольтные линии, связывающие эти объекты, на щите обозначены следующими цветами: 500 кВ – черным, 220 кВ – синим и 110 кВ – красным.

ЗАДАНИЕ НА РАБОТУ

1. Ознакомиться с общими сведениями об энергосистеме Узбекистана.
2. Изучить основные принципы диспетчерского управления.
3. Ознакомиться со структурой АСДУ ОЭС ЦА – КДЦ «Энергия».
4. Изучить структуру диспетчерского управления ЭЭС Узбекистана.
5. Изучить временные уровни управления режимами ЭЭС и их задачи.
6. Ответить на контрольные вопросы, находящиеся в конце описания данной работы.
7. Ознакомиться с порядком проведения лабораторной работы.
8. Под руководством преподавателя в НДЦ ЭЭС Узбекистана произвести выполнение работы.

ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ

1. На мнемоническом щите энергосистемы Узбекистана ознакомиться со структурой и основными объектами энергосистемы.
2. Ознакомиться со структурой АСДУ энергосистемы Узбекистана.
3. Ознакомиться с принципами автоматизированного управления режимами работы энергосистемы.
4. Ознакомиться с деятельностью службы водно-энергетических режимов НДЦ Узбекистана.
5. Ознакомиться с деятельностью службы электрических режимов НДЦ Узбекистана.
6. Изучить организацию оперативного управления текущим режимом энергосистемы Узбекистана.
7. Изучить работу программы обнаружения мест повреждения при коротких замыканиях в энергосистеме.

СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА

1. Название и цель работы.
2. Основные принципы диспетчерского управления.
3. Структура энергосистемы Узбекистана; основные генерирующие мощности и связующие ЛЭП.
4. Назначение АСДУ энергосистемы Узбекистана.
5. Задачи НДЦ АО «Узбекэнерго».
6. Структура диспетчерского управления энергосистемы Узбекистана.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Основные принципы диспетчерского управления.
2. АСДУ энергосистемы Узбекистана. Назначение, задачи, структура, техническое, информационное, программное и другое обеспечение.
3. Временные уровни управления режимами ЭЭС и их задачи.
4. Организация оперативного управления текущим режимом ЭЭС.
5. Средства автоматического управления режимами энергосистем и их функции.
6. Принцип работы программы обнаружения мест повреждения.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

ОЗНАКОМЛЕНИЕ С РАБОТОЙ ОПЕРАТИВНО-ИНФОРМАЦИОННОГО КОМПЛЕКСА (ОИК) АСДУ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ УЗБЕКИСТАНА (работа выполняется в НДЦ АО «Узбекэнерго»)

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Ознакомление с работой ОИК АСДУ энергосистемы Узбекистана, изучение принципов оперативного управления текущим режимом энергосистемы Узбекистана

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Основной задачей управления ЭЭС является надежное снабжение электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей при минимальных затратах на ее производство, преобразование, передачу и распределение. Поэтому основным критерием при выработке управляющих решений на всех уровнях иерархии управления ЭЭС, когда это возможно, используется минимум затрат в течение рассматриваемого периода времени.

Для успешного решения задач оперативно-диспетчерского управления диспетчер должен располагать необходимой, достаточно достоверной информацией. Информационное обеспечение АСДУ состоит из следующей информации:

- прогноза метеорологической обстановки — для повышения точности прогнозирования нагрузки и вероятностей отказов оборудования;
- маневренных характеристик агрегатов и электростанций — для расчета их располагаемой и рабочей мощности и состава работающего и резервного оборудования на них;
- качества топлива, которое поставляется на ТЭС;
- состояния основного оборудования (генераторов, ЛЭП, трансформаторов и др.) — для принятия решения о времени вывода его в ремонт (определяется заблаговременно в процессе его диагностики);
- фактически обеспечиваемой надежности электроснабжения и теплоснабжения потребителей — для выбора оптимальных способов ее повышения;
- отказов основного оборудования ЭЭС — для расчета и прогнозирования его показателей надежности;
- прогноза притока воды в водохранилища ГЭС — для оптимизации выработки электроэнергии на ГЭС.

Необходимая информация поступает извне или вырабатывается в процессе управления внутри ЭЭС. В процессе управления наибольшие объемы информации вырабатываются и используются в темпе процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. Разные управляемые процессы изменяются по-разному: быстро, недостаточно быстро и медленно, соответственно и задержки в реализации управляющих воздействий

будут различные, различным будет и время получения и использования информации.

Информация, которая обеспечивается средствами телемеханики, называется **телемеханической**. Рассмотрим примерные допустимые диапазоны ее задержки при передаче от объектов управления в центр управления (*контрольная* информация) и обратно (*командная* информация):

- информация для автоматических противоаварийных систем (телеотключение) — десятки миллисекунд;
- телесигнализация положения выключателей и разъединителей — секунды;
- телеизмерения контролируемых параметров (мгновенные значения) — единицы и 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 — 1 раз в час.

Качество телемеханической информации определяется погрешностью (классом точности) всех устройств, входящих в цепочку передачи информации, и лежит в пределах от долей процента до нескольких процентов.

Кроме того, существенное влияние на качество телеинформации оказывает запаздывание телепередачи. Чтобы уменьшить это запаздывание, приходится увеличивать частоту производимых измерений и скорость передачи информации, что требует расширения каналов связи и увеличения их стоимости. Применение существующих каналов связи без их расширения требует использования методов сжатия информации, адаптивных алгоритмов передачи сообщений, системы приоритетов и т.п.

Основной составляющей АСДУ энергосистемы Узбекистана является оперативно-информационный комплекс (ОИК). Структурная схема ОИК АСДУ представлена на рисунке приложения П-1.

Ввод телеинформации (ТИ) осуществляется от телемеханических комплексов ТМ-512 и МКТ-1 в дублированные центральные приемопередающие станции (ЦППС). Микропроцессорные ЦППС обеспечивают обмен ТИ с устройствами телемеханики и другими ЦППС, управление диспетчерским щитом, а также обмен информацией с одной из двух ПЭВМ, предназначенных для обработки ТИ в режиме ON LINE и выполнения других циклических задач, в частности, формирование на файл-серверах базы данных реального времени.

Все ПЭВМ, входящие в состав ОИК, объединяются локальной сетью и подразделяются на две группы:

- системную, включающую серверы различного назначения;
- пользовательскую, содержащую автоматизированные рабочие места (АРМ) диспетчеров, работников службы режимов и др.

С помощью ОИК АСДУ диспетчерский персонал НДЦ осуществляет:

- контроль за текущим состоянием управляемой энергосистемы (схемой, режимами и средствами управления),
- ретроспективный анализ происшедших событий,
- оценку перспективных режимов.

Используя информацию о текущем и перспективном состояниях ЭЭС, графиках нагрузки, планах проведения ремонтных работ по оперативным заявкам с учетом указаний и рекомендаций диспетчерских инструкций и директивных материалов, диспетчерский персонал НДЦ обеспечивает оперативное управление режимом энергосистемы. Телеинформация, характеризующая текущее состояние и режим энергосистемы, формируется и передается полностью автоматически (датчик – устройство телемеханики – ОИК) в реальном времени. В состав телеинформации входят:

- телеизмерения параметров режима ЭЭС (активная и реактивная мощность генераторов, трансформаторов, ЛЭП; напряжение и частота в узловых точках сети; выработка, потребление и перетоки электроэнергии и т.п.);
- телесигналы, отражающие положение коммутационного оборудования, настройку, состояние и факты срабатывания устройств автоматического управления (РЗА), а также состояние средств и систем диспетчерского управления.

Ниже приведены некоторые кадры ОИК АСДУ основных контролируемых параметров энергосистемы Узбекистана.

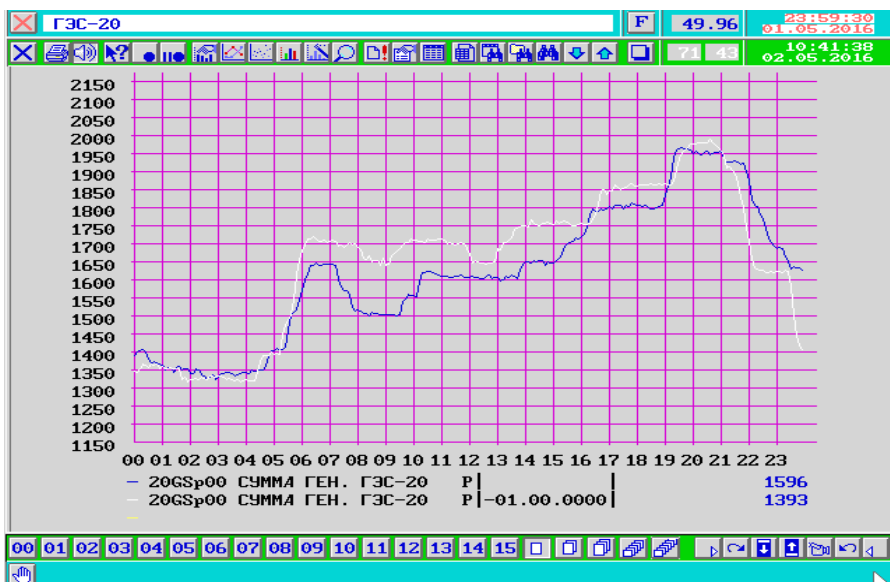


Рис.2-1. График активной нагрузки Сырдарьинской ТЭС.

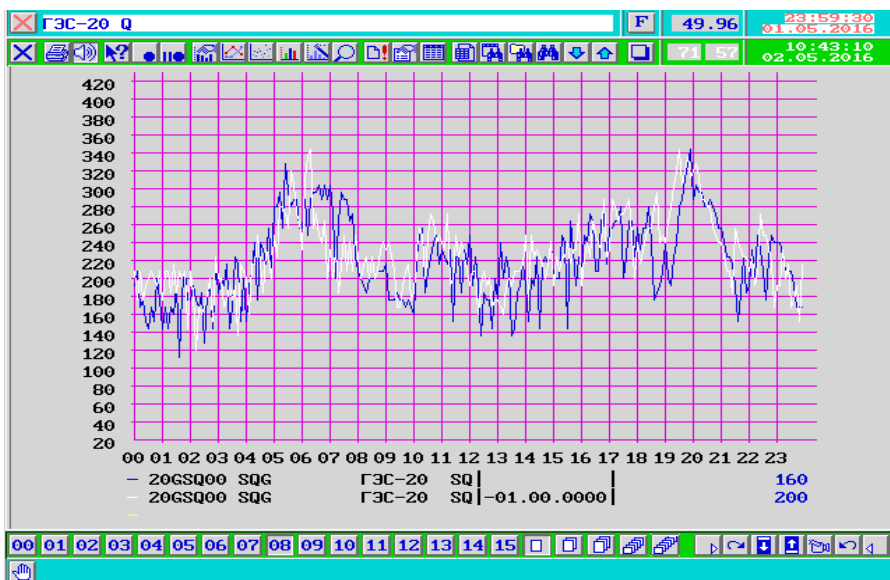


Рис.2-2. График реактивной нагрузки Сырдарьинской ТЭС.

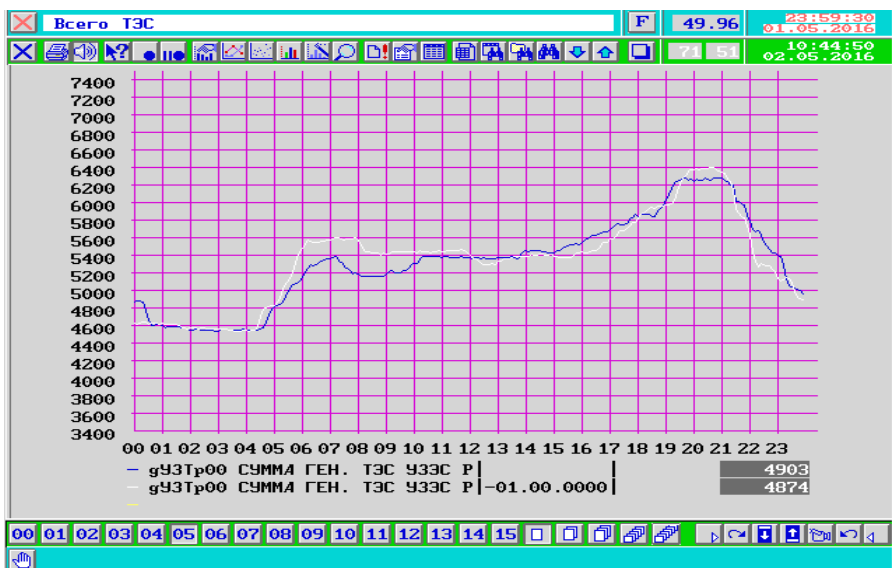


Рис.2-3. График генерации активной мощности ТЭС Узбекистана.

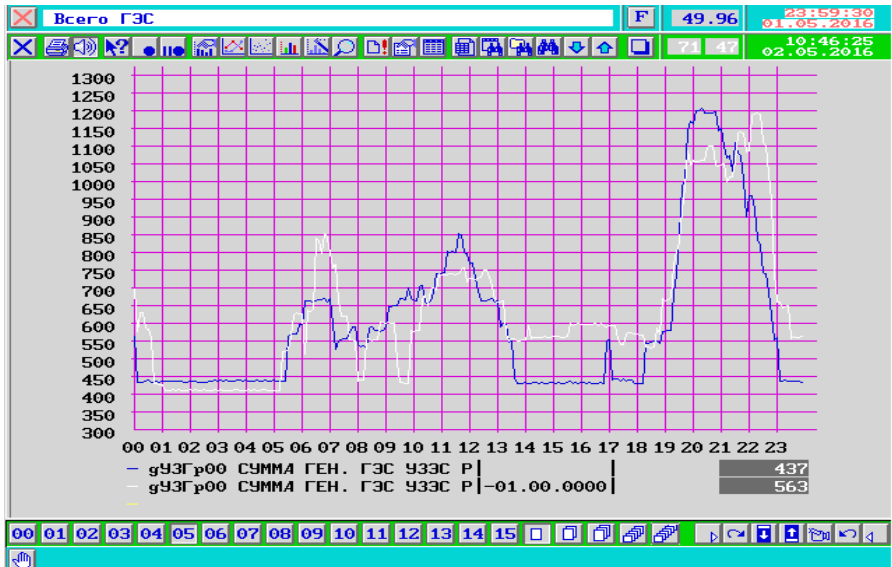


Рис.2-4. График генерации активной мощности ГЭС Узбекистана.

Нагрузки и выработка электростанций УзЭС Кадр 0005										49.98	15:55:30 16.04.2014
										70 51	15:58:06 16.04.2014
л-530+л-532 1056 Текущие измерения										С начала суток	
	Факт	План	Разн.	Вчера	Разн.	Факт	План	Разн.	Вчера	Разн.	
ГЭС-2	653	580	73	646	7	9968	9304	664	9823	145	
ГЭС-20	1944	1800	144	1894	50	29761	28517	1244	29440	321	
ГЭС-31	835	880	-45	899	-64	12992	14166	-1174	14088	-1096	
ГЭС-25	24	25	-1	25	-1	413	402	11	425	-12	
ГЭС-17	1109	1230	-121	1196	-87	17531	18593	-1062	19213	-1682	
ГЭС-32	30	31	-1	30	0	479	498	-19	479	0	
ГЭС-7А	35	35	0	35	0	555	555	0	556	-1	
ГЭС-1В	473	490	-17	484	-11	7115	7192	-77	7106	9	
ГЭС-5	50			50	0	805			805	0	
ГЭС-33	723	725	-2	738	-15	11708	11573	135	11709	-1	
Всего ТЭС	5875			5996	-121	91325			93638	-2313	
ГЭС-6	0	0	0	0	0	96	449	-353	73	23	
ГЭС-27	24			25	-1	389			412	-23	
ГЭС-28	32			32	0	519			515	4	
ГЭС-7,8,10	83			88	-5	1358			1396	22	
ГЭС-16	82	79	3	85	-3	1318	1218	100	1281	37	
ГЭС-29,36	65			49	16	864			786	78	
КдТшНБ-Су	42			42	0	671			671	0	
Шахрихан	3			3	0	57			57	0	
Самарканд	7			7	0	115			115	0	
ГЭС-30	0	25	-25	0	0	0	402	-402	0	0	
ГЭС-34	11			11	0	173			172	1	
ГЭС-35	9			9	0	148			9	139	
ГЭС-37	15			15	0	248			249	-1	
Всего ГЭС	373			366	7	5921			5765	156	
ГЭС, ТЭС КАЦ	6312	6020	292	6384	-72	97929	97149	780	100071	-2142	
Сальдо КАЦ	-86	0	-86	-198	112	-1255	0	-1255	-2292	1037	
Потребл.КАЦ	6216	5800	416	6192	24	96677	93884	2793	97777	-1100	

Рис. 2-5. Нагрузки и выработка электростанций энергосистемы РУз.

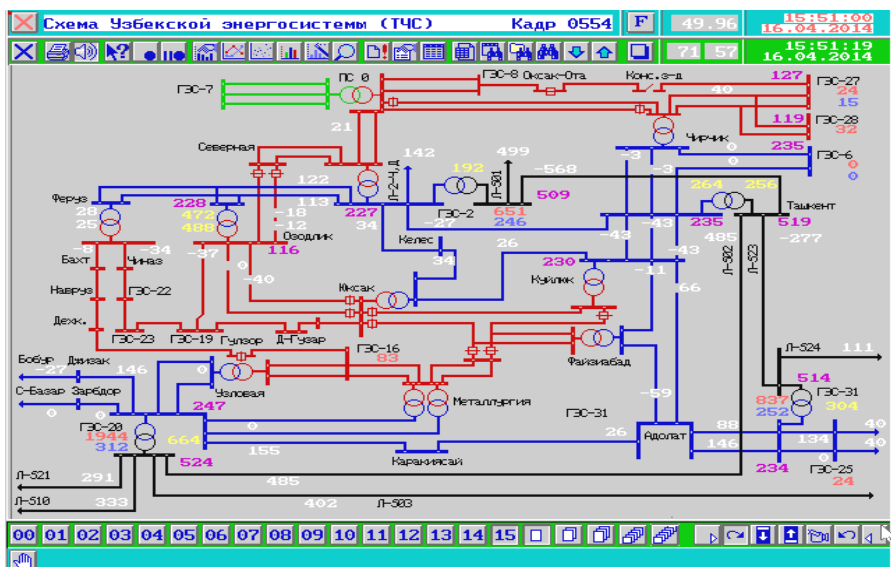


Рис. 2-6. Схема Ташкентской части энергосистемы Узбекистана.

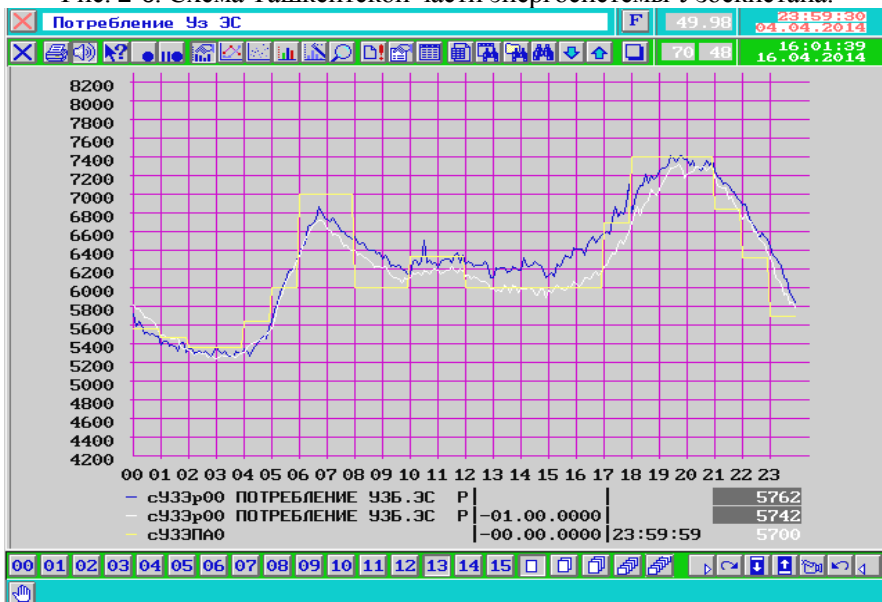


Рис. 2-7. Потребление Узбекской энергосистемы.

Выработка		Потребл.		Сальдо	
ГЭС-2	652	ФерЭС	463	л-507	-180
ГЭС-20	1944	АндЭС	363	Сурхандарья	0
ГЭС-31	832	НамЭС	345	Душ-Вахшский	0
ГЭС-25	24	ФЧС	1152	Сев. Таджики	0
ГЭС-17	1105	СамЭС	407	Таджикистан	0
ГЭС-32	30	НавЭС	823	Вос. Туркмен	0
ГЭС-7А	35	БухЭС	290	Сев. Туркмен	0
ГЭС-1В	473	КашЭС	585	Керкичи	0
ГЭС-5	50	СБЧС	2205	Туркменистан	0
ГЭС-33	733	СурхЭС	265	Киргизия	541
Всего ТЭС	5877	К-КЭС	133	Чимкент	-643
ГЭС-6	0	ХорЭС	145	Казахстан	-643
ГЭС-27	24	СЗЧС	336	Афганистан	-134
ГЭС-28	33	ТашЭС	743		
ГЭС-7, 8, 10	93	ТашГор	645		
Кад.ТашНБ-Су	42	ДжЭС	135		
ГЭС-16	83	СДЭС	124		
ГЭС-29, 36	65	ТЧС	1915		
Махрикан.	3			УзЭС	-231
Самарканд	7			УзЭС (КДЦ)	-114
ГЭС-30	0				
ГЭС-34	11				
ГЭС-35	2				
ГЭС-37	15				
Всего ГЭС	3745				
УзЭС	6252	УзЭС	6021	л-530	528
УзЭС (КДЦ)	6288	УзЭС (КДЦ)	6192	л-532	528

Рис. 2-8. Контролируемые мощность и энергия.

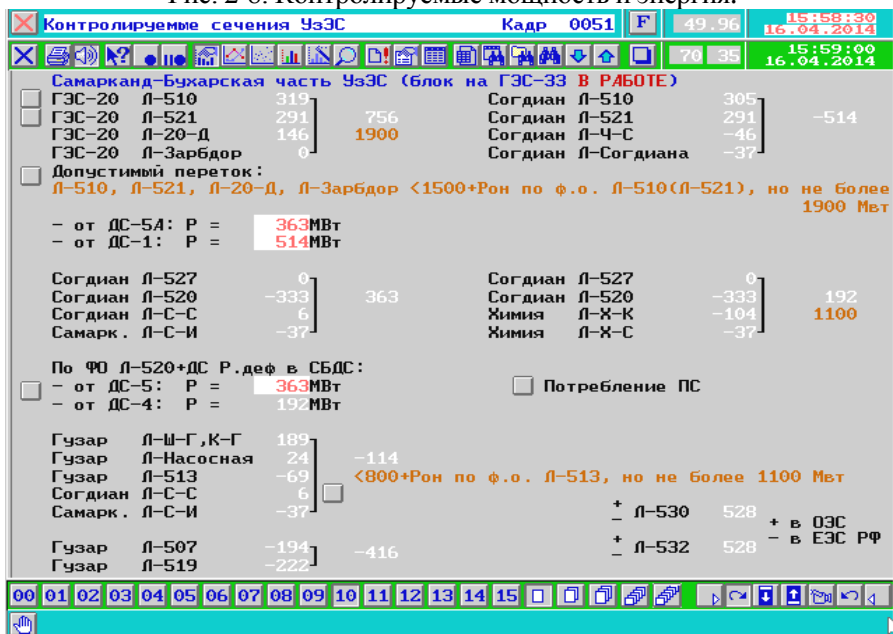


Рис. 2-9. Контролируемые сечения Узбекской энергосистемы.

ЗАДАНИЕ НА РАБОТУ

1. Ознакомиться с общими сведениями об ОИК АСДУ энергосистемы Узбекистана и его структурой.
2. Ознакомиться с информационным обеспечением АСДУ ЭЭС.
3. Изучить принципы сбора, передачи, обработки и хранения информации для целей АСДУ.
4. Ответить на контрольные вопросы, находящиеся в конце описания данной работы.
5. Ознакомиться с порядком проведения лабораторной работы.
6. Под руководством преподавателя в НДЦ ЭЭС Узбекистана произвести выполнение работы.

ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ

1. Изучить осуществление сбора, передачи, обработки и хранения информации и работу ОИК АСДУ энергосистемы Узбекистана.
2. Ознакомиться с основными компонентами ОИК АСДУ.
3. После запуска программного обеспечения ОИК АСДУ:
 - 1) рассмотреть контролируемые параметры энергосистемы;
 - 2) изучить работу предупредительной и аварийной сигнализации в ОИК АСДУ;
 - 3) на основе данных ОИК АСДУ выполнить анализ текущего режима работы электрических станций энергосистемы РУз.

СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА

1. Название и цель работы.
2. Назначение ОИК АСДУ энергосистемы Узбекистана.
3. Структурная схема ОИК АСДУ.
4. Контролируемые параметры энергосистемы Узбекистана.
5. Анализ текущего режима работы электрических станций и энергосистемы на основе данных ОИК АСДУ.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Информационное обеспечение АСДУ ЭЭС.
2. ОИК АСДУ энергосистемы Узбекистана. Назначение, задачи, структура, техническое, информационное и программное обеспечение.
3. Как производится сбор, передача, обработка и хранение информации для целей АСДУ?
4. Использование ОИК АСДУ при оперативном управлении текущим режимом энергосистемы.
5. Какие параметры энергосистемы контролируются в ОИК?
6. Как работает система предупредительной и аварийной сигнализации в ОИК АСДУ?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №3

ИСПЫТАНИЕ АНАЛОГО-ЦИФРОВОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Ознакомление с принципом работы аналого-цифрового преобразователя Ф 4221 и определение достоверности преобразования постоянного напряжения в цифровой код

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Повышение качества управления режимами электрических станций (ЭС) и электроэнергетических систем (ЭЭС) возможно при широком применении компьютерной техники и развитых подсистем сбора, обработки и передачи информации в энергосистеме республики. Огромные потоки информации должны непрерывно обрабатываться и подвергаться анализу. На основании анализа вырабатываются решения по управлению режимами. Эти решения должны учитывать все главные параметры режима энергосистемы. Так как параметры режима могут непрерывно, за очень короткие промежутки времени, изменяться, то о ручном оперативном управлении не может быть и речи. Оперативное управление может осуществляться только автоматически, с помощью средств компьютерной техники и прежде всего микропроцессоров (МП).

Основными составными частями электроизмерительных систем являются аналого-цифровые преобразователи (АЦП), которые преобразуют аналоговые сигналы в цифровые коды. Эти коды позволяют передавать информацию по каналам связи, вводить информацию в электронно-вычислительные машины (ЭВМ) и обрабатывать её по определенным программам.

Применение МП позволяет расширить функциональные возможности приборов, осуществить полную автоматизацию измерительных процессов и использовать при обработке результатов измерений современный математический аппарат. В ряде случаев их применение позволяет по-новому решать старые измерительные задачи.

Вместе с тем возросшая культура эксплуатации энергосистем, широкое внедрение АСУ технологическими процессами, позволяющих оптимизировать режим энергопотребления, нуждаются в более точных способах измерения мощности и энергии. Высокоточные приборы могут быть построены только на основе электронных схем. При использовании микропроцессоров мощность и энергию промышленной частоты можно определить по измеренным мгновенным значениям тока и напряжения.

Микропроцессоры управляют многофункциональными измерительными приборами. Они реализуют автоматический контроль за метрологическими и эксплуатационными характеристиками средств измерения. Высокая точность измерений обеспечивается калибровкой приборов и автоматической коррекцией погрешностей. Для этого на вход измерительной части прибора периодически поступает сигнал от встроенной образцовой меры. Результат измерения поступает в микропроцессор и сравнивается с истинным значением меры, хранящейся в ЗУ. Затем вычисляется поправка, которую и учитывают при последующих измерениях.

МП реализует статистическую обработку и вычисляет вторичные параметры по исходной информации. Ее поступление в МП осуществляется как в режиме прерывания по запросам измерительной части цифрового прибора, так и в режиме обращения к ней. Последнее обычно имеет место при работе прибора (например, АЦП) в режиме запуска от МП. МП упрощает процедуру работы с прибором и обеспечивает автоматическую диагностику его работоспособности.

АЦП – устройство для автоматического преобразования аналоговых (непрерывных во времени) сигналов в эквивалентные им дискретные сигналы, представленные цифровыми кодами. Аналоговыми величинами чаще всего бывают электрическое напряжение или сила тока, частота колебаний, фазовые сдвиги, углы поворота и др. Цифровые коды представляются в основном в двоичной, двоично-десятичной или десятичной системах счисления. АЦП широко используются для сопряжения источников аналоговых сигналов (например, измерительных преобразователей) с цифровыми регистраторами и цифровыми вычислительными устройствами (например, с микропроцессором, ЭВМ).

АЦП осуществляет преобразование напряжения или интервала времени в дискретный сигнал измерительной информации. Процесс

преобразования включает дискретизацию, квантование и цифровое кодирование.

Кодированию может быть подвергнута только информация, представленная в виде дискретных сигналов; если кодируемая информация заключена в непрерывных сигналах, то такой сигнал предварительно преобразуется (квантуется) в последовательность дискретных сигналов.

Так как в энергосистемах нет возможности непосредственно измерять токи и напряжения, то до АЦП используют предварительный (первичный) преобразователь, который преобразует измеряемые величины, поступающие от измерительных трансформаторов тока и напряжения, в пропорциональное напряжение постоянного тока или соответствующий интервал времени. Для этого используются следующие типы предварительных преобразователей с нормированным выходом серии Е:

1. Преобразователь переменного тока Е 842;
2. Преобразователь напряжения переменного тока Е 824;
3. Преобразователь частоты Е 828, Е 829;.
4. Преобразователь активной мощности трехфазных трехпроводных цепей Е 748, Е 848;
5. Преобразователь реактивной мощности Е 830.

Все эти преобразователи имеют токовый выход $0 \div 5$ мА, нагрузка может изменять свое сопротивление от $0 \div 2,5$ кΩ.

В цепи нагрузки с калиброванного резистора снимают напряжение, пропорциональное выходному току первичного преобразователя, и подают его на вход АЦП, где аналоговый сигнал преобразуется в двоичный код, который передается на вход МП или ЭВМ.

АНАЛОГО-ЦИФРОВОЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ТИПА Ф 4221

Преобразователь предназначен для преобразования постоянного напряжения в цифровой код. Он может быть использован в информационно-измерительных комплексах, системах телемеханики, автоматического централизованного контроля и управления производственными процессами как в качестве встроенного в систему устройства, так и в качестве автономного прибора.

Преобразователь используется при температуре окружающего воздуха от +5 до +50°C, относительной влажности от 30% до 80% и атмосферном давлении (760 ±25 мм рт.ст.).

Диапазон измерения входного сигнала преобразователя от +1 V до -1 V.

Вес одной единицы кода АЦП составляет 0,5 mV.

Основная погрешность преобразователя (в процентах) не превышает

$$\pm[0,2+0,15 (X_K/X-1)],$$

где X – значение измеряемой величины,

X_K – конечное значение рабочего диапазона измерений.

Время одного преобразования составляет 100 мс.

Входная емкость преобразователя без учета емкости соединительного кабеля не превышает 100 pF.

Вход преобразователя характеризуется следующими параметрами:

- значение входного тока при максимальной разности между входным напряжением и напряжением компенсации не более 150 мА;
- ток после окончания цикла преобразования не более 2 мА.

Запуск преобразователя может осуществляться от сигналов внешнего запуска, как периодических так и непериодических, интервал времени между которыми не менее времени одного преобразования, с параметрами, указанными ниже, и от кнопки разового запуска.

Преобразователь имеет параллельный 14-ти разрядный выходной код, содержащий следующую информацию:

- разряд знака полярности входного сигнала (логический «0» соответствует положительной полярности входного напряжения, а логическая «1» - отрицательной);
- 11-ти разрядный двоичный нормальный код входного сигнала;
- разряд сигнала конца преобразования;
- разряд сигнала неисправности (сбоя).

Кодовая информация сохраняется от конца предыдущего преобразования до начала следующего и высвечивается на индикаторе АЦП (рис. 3-1).

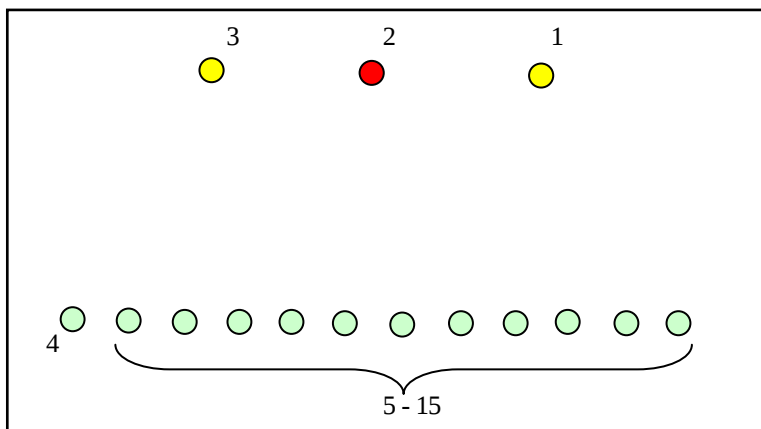


Рис. 3-1. Внешний вид индикатора АЦП Ф 4221:

1 – сеть; 2 – разряд сигнала неисправности (сбоя); 3 – разряд сигнала конца преобразования; 4 – разряд знака полярности входного сигнала; 5 – 15 – 11-ти разрядный двоичный нормальный код входного сигнала.

Выходные кодовые и управляющие сигналы имеют следующие параметры:

- номинальное значение амплитуды сигналов при сопротивлении нагрузки $4,7\text{ k}\Omega$ соответствует напряжению от 0 до $-0,6\text{V}$ для логического «0», и напряжению -6V для логической «1»;
- отношение сигнала к помехе не ниже 10;
- длительность кодовых сигналов не менее $2\text{ }\mu\text{s}$ при длительности фронтов не более $0,5\text{ }\mu\text{s}$;
- длительность управляющих сигналов должна быть не менее $1\text{ }\mu\text{s}$ при длительности фронтов не более $0,5\text{ }\mu\text{s}$.

По окончании преобразования АЦП выдает сигнал об окончании цикла преобразования с параметрами, указанными выше.

Преобразователь может работать в режиме внутреннего или внешнего считывания результата преобразования. Считывание выходного кода при работе преобразователя в режиме «внутреннее считывание» производится автоматически после окончания цикла преобразования по команде, формируемой во внешней системе.

Нормальные условия эксплуатации преобразователя, при которых обеспечивается основная погрешность преобразования: напряжение питающей сети 220 В с допускаемым отклонением от +10 до -15% при частоте 50Hz $\pm$ 2%; температура окружающей среды 20 $\pm$ 2°C; относительная влажность от 30 до 80%; атмосферное давление (760 $\pm$ 25мм рт.ст.); отсутствие внешнего электрического и магнитного поля, кроме земного; отсутствие вибрации тряски, ударов.

Дополнительная погрешность преобразования, вызванная отклонением температуры окружающей среды от номинального значения 20 $\pm$ 2°C, на каждые 10°C в пределах рабочего диапазона температур не превышает половины основной погрешности.

Дополнительная погрешность преобразователя, вызванная влиянием внешних магнитных полей напряженностью не более 400 А/м частотой 50 Гц, не превышает основной погрешности.

Преобразователь не имеет сбоев в работе при коммутации в цепи питания реактивной нагрузки до 1 kVA с коэффициентом мощности не более 0,2.

Преобразователь проводит систематический контроль наличия сбоев в процессе преобразования, контроль при возникновении погрешностей, превышающих основную более чем в 5 (пять) раз, а также контроль завершения цикла преобразования.

При наличии неисправности преобразователь выдает сигнал в конце цикла преобразования в виде кода. Одновременно на лицевой панели прибора включается световой индикатор неисправности.

Время безподстроечной работы преобразователя не менее 500 часов.

Время наработки на отказ при доверительной вероятности 0,8 не менее 1250 часов.

Мощность, потребляемая преобразователем от питающей сети, не превышает 70 В·А.

Габаритные размеры в мм.:

настольное исполнение 485 $\times$ 130 $\times$ 485.

УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ АЦП Ф 4221

АЦП Ф 4221 относится к преобразователям кодо - импульсного метода. Блок - схема преобразователя представлена на рисунке 3-2.

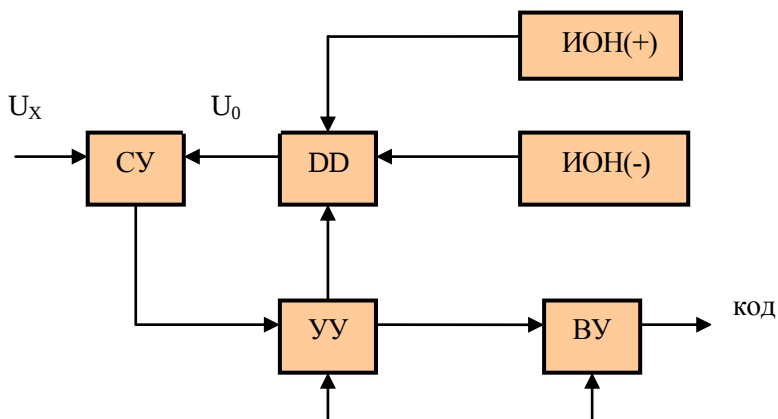


Рис. 3-2. Блок-схема преобразователя Ф 4221.

В состав преобразователя входят следующие узлы:

- СУ – сравнивающее устройство, служащее для сравнения преобразуемого напряжения U_x с компенсирующим U_0 ;
- ИОН(–) – источник отрицательного образцового напряжения;
- ИОН(+) – источник положительного образцового напряжения;
- DD – дискретный делитель, служащий для деления ступенями напряжения ИОН;
- УУ – устройство управления, служащее для управления работой всех узлов преобразователя;
- ВУ – выходное устройство, предназначенное для выдачи цифрового кода, соответствующего величине U_x после окончания цикла преобразования.

В процессе кодирования измеряемая величина напряжения, предварительно преобразованная в U_x , сравнивается (компенсируется) с уравнивающим напряжением. Последнее изменяется степенями, пропорциональными степеням убывающего двоичного ряда: $2^n \Delta U$, $2^{n-1} \Delta U$, $2^{n-2} \Delta U$, ..., $2^0 \Delta U$. В общем случае критерием единицы в каждом разряде кода является неравенство

$$U_x \geq \sum_{i=n-k+1}^n e_i 2^i \Delta U,$$

где e_i равно нулю или единице в зависимости от результатов этого неравенства для предыдущих разрядов; k – степень напряжения.

Работа преобразователя начинается с подачи импульса запуска. Затем на входы СУ подаются U_x и U_0 . U_0 подаётся с DD последовательно степенями, находящимися в определенном «весовом» соотношении. Число разрядов DD определяется пределом и погрешностью измерения преобразователя. Сравнивающим устройством выявляется знак разбаланса между U_x и U_0 при включении очередного разряда. Если при включении очередного разряда выполняется условие $U_x > U_0$, то СУ вырабатывает сигнал, позволяющий УУ сбросить данный разряд. В случае, если $U_0 > U_x$, СУ сигнал сброса разряда не вырабатывает и разряд остаётся включенным. Т.о. в процессе последовательного «взвешивания» всех разрядов DD, начиная со старшего, в компенсации U_x участвуют только те разряды, сумма напряжений которых равна U_x .

ЗАДАНИЕ НА РАБОТУ

1. Ознакомиться с краткими теоретическими сведениями по назначению и применению аналого-цифровых преобразователей.
2. Изучить принципы кодирования информации и принцип перевода чисел из одной системы счисления в другую.
3. Изучить устройство и принцип работы АЦП Ф 4221.
4. Ответить на контрольные вопросы, приведенные в конце описания данной лабораторной работы.
5. Ознакомиться с порядком проведения лабораторной работы и схемой поверки АЦП Ф 4221 (рис. 3-3).
6. Произвести поверку АЦП Ф 4221 и определить достоверность преобразования постоянного напряжения в цифровой код.

ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ

1. Собрать схему поверки АЦП Ф 4221 (рис. 3-3).
2. Прогреть АЦП Ф 4221 и контрольный вольтметр В7 – 16 в течение 10 - 15 мин.
3. Откалибровать вольтметр В7-16.
4. С помощью измерительного магазина сопротивлений МСР – 63 выставить значение напряжения «0» на вольтметре В7 – 16.
5. С помощью измерительного магазина сопротивлений МСР – 63 задавать значения напряжений, которые подаются на вход АЦП и контролируются вольтметром В7 – 16.
6. Запустить АЦП от кнопки разового пуска и проверить показания индикатора по разрядам. На каждой уставке напряжения необходимо провести три измерения для выявления погрешности преобразований.
7. Записать код на индикаторе АЦП при каждом измерении в таблицу 3-1, в которой указать светящиеся ячейки «1», несветящиеся – «0».
8. Перевести двоичный код в десятичное число и определить достоверность преобразования постоянного напряжения в цифровой код.

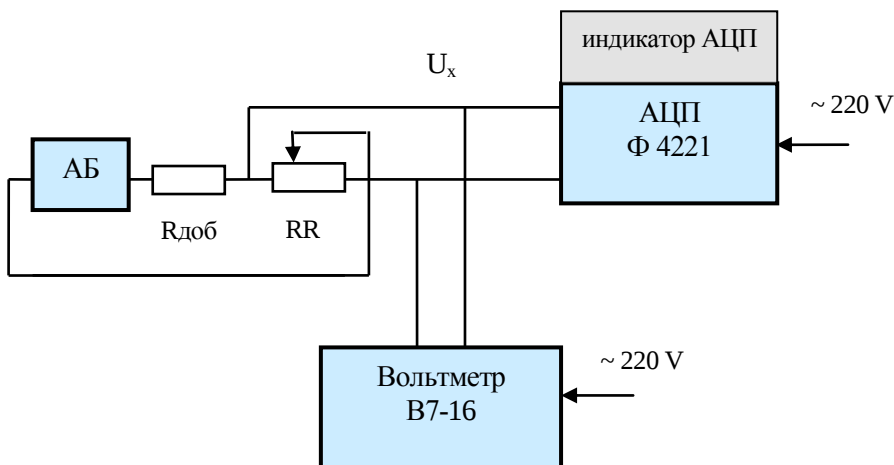


Рис. 3-3. Схема поверки АЦП Ф 4221:

АБ – аккумуляторная батарея; Rдоб – добавочное сопротивление;
RR – магазин сопротивлений МСР – 63.

СОДЕРЖАНИЕ ОТЧЕТА

1. Название и цель работы.
2. Назначение АЦП.
3. Схема поверки АЦП Ф 4221.
4. Блок-схема и принцип действия АЦП Ф 4221.
5. Внешний вид индикатора АЦП Ф 4221.
6. Таблица 3-1 с результатами измерений и определением достоверности преобразования постоянного напряжения в цифровой код.

Таблица 3-1

№ изм	U, mV	Эквивалентный двоичный код индикатора АЦП												Де- ся- тич- ный код	Нап- ряже- ние АЦП, mV
		+	2 ¹⁰	2 ⁹	2 ⁸	2 ⁷	2 ⁶	2 ⁵	2 ⁴	2 ³	2 ²	2 ¹	2 ⁰		
1.															
...															

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Аналоговая и дискретная информация в энергетике.
2. Кодирование информации, его назначение и принципы.
3. Может ли кодироваться непрерывная информация?
4. Как осуществляется квантование по времени и по уровню?
5. Принцип перевода чисел из одной системы счисления в другую.
6. Назначение первичных измерительных преобразователей. Их типы.
7. Назначение аналого-цифровых преобразователей.
8. Устройство АЦП Ф 4221 и принцип его действия.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ТЭС

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Определение и численное исследование критерия оптимального распределения активной нагрузки между агрегатами тепловой электрической станции (ТЭС)

КРАТКИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

Расходная характеристика агрегата $B_i = f(P_i)$ представляет собой зависимость часового расхода условного топлива B от генерируемой им активной мощности P , изменяющейся в диапазоне $[P_{\min}, P_{\max}]$. Начальный расход B_0 используется на генерацию минимально возможной мощности $P_{\min}$ (рис 4-1). По расходной характеристике методом численного дифференцирования можно получить характеристику относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) $b_i = \varphi(P_i)$. Причём (рис. 4-1, 4-2):

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

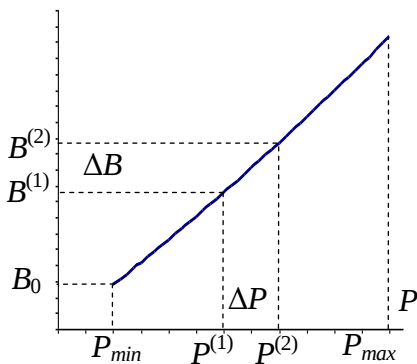


Рис. 4-1.

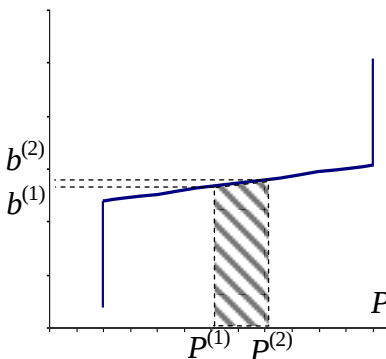


Рис. 4-2.

Обратный переход от характеристики ОПРТ к расходной осуществляется методом численного интегрирования. Так, площадь ΔB криволинейной трапеции (рис. 4-2) можно приблизительно определить по формуле

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

Тогда $B^{(2)} = B^{(1)} + \Delta B$.

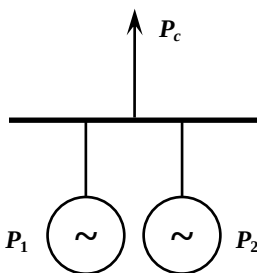


Рис. 4-3.

Рассмотрим ТЭС с двумя энергоблоками (рис. 4-3), работающими параллельно на шины станции. В каждый момент времени должно выполняться следующее условие баланса мощности:

$$P_c = P_1 + P_2.$$

Суммарный расход топлива на ТЭС:

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

Если произвольным образом загрузить первый энергоблок до значения $P_1^{(0)}$, то мощность второго агрегата определится как

$$P_2^{(0)} = P_c - P_1^{(0)}.$$

Чтобы оценить экономичность такого распределения нагрузки, разгрузим первый энергоблок от значения $P_1^{(0)}$ до $P_1^{(1)} = P_1^{(0)} - \Delta P$. Тогда второй блок нужно загрузить на величину

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

Такая операция приведёт к уменьшению расхода топлива первого блока на $\Delta B_1^{(1)}$ и увеличению расхода топлива второго энергоблока на $\Delta B_2^{(1)}$. Пусть $\Delta B_1^{(1)}$ меньше $\Delta B_2^{(1)}$ (характеристика $B_1(P_1)$ более пологая, чем $B_2(P_2)$), то есть суммарный расход топлива двух блоков увеличится на

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

При загрузке первого блока на ΔP и разгрузке второго на столько же

$$\begin{aligned}P_1^{(2)} &= P_1^{(0)} + \Delta P, \\P_2^{(2)} &= P_2^{(0)} - \Delta P,\end{aligned}$$

получим:

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

то есть имеется экономический выигрыш. Продолжая действовать в этом же направлении, можно убедиться, что наиболее экономичным режимом является случай, когда

$$\Delta B_2 = \Delta B_1.$$

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

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

или в пределе $b_1 = b_2$.

Этот вывод можно обобщить и для ТЭС с «n» энергоблоками, то есть оптимальное распределение P_c достигается при

$$b_1 = b_2 = \dots = b_n = \text{idem}.$$

Таким образом, **критерием экономичного (оптимального) распределения активной нагрузки тепловой электростанции между ее энергоблоками является равенство относительных приростов расхода топлива отдельных ее агрегатов.**

ЗАДАНИЕ НА РАБОТУ

1. Изучить краткие теоретические сведения и дать ответы на контрольные вопросы.
2. По заданному преподавателем номеру варианта (таблица 4-3) выбрать исходные данные для проведения работы и произвести предварительную подготовку к ней. Построить необходимые графики, заполнить таблицы и сделать выводы.
3. Провести расчёты на ЭВМ и оформить результаты.
4. Составить отчёт по работе, включающий в себя все расчеты, полученные данные, графики, распечатки и сделанные выводы.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

1. Записать расходные характеристики двух блоков ТЭС в виде полиномов второй степени:

$$B_i(P) = a_{0i} + a_{1i}P_i + a_{2i}P_i^2. \quad (4-1)$$

$$B_1(P_1) = a_{01} + a_{11}P_1 + a_{21}P_1^2;$$

$$B_2(P_2) = a_{02} + a_{12}P_2 + a_{22}P_2^2.$$

2. Рассчитать с шагом 10 МВт расходные характеристики энергоблоков и результаты занести в таблицу:

Таблица 4-1.

P₁, МВт						
B₁, т.у.т./ч						
P₂, МВт						
B₂, т.у.т./ч						

3. С помощью дифференцирования расходных характеристик по соответствующим мощностям агрегатов найти характеристики относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) для двух блоков ТЭС. Записать их в виде:

$$b_i(P) = \frac{\partial B_i(P_i)}{\partial P_i} = a_{1i} + 2a_{2i}P_i. \quad (4-2)$$

$$b_1(P_1) = \frac{\partial B_1(P_1)}{\partial P_1} = a_{11} + 2a_{21}P_1;$$

$$b_2(P_2) = \frac{\partial B_2(P_2)}{\partial P_2} = a_{12} + 2a_{22}P_2.$$

4. Построить на миллиметровой бумаге расходные характеристики агрегатов **B₁(P₁)** и **B₂(P₂)** и точно под ними характеристики относительных приростов расхода топлива блоков **b₁(P₁)** и **b₂(P₂)**.
5. Построить, начиная от **P_{1min}** (или от **P_{2min}**), с шагом в 5 (10) МВт зависимость суммарного расхода топлива для двух блоков **B_c(P₁)** (или **B_c(P₂)**). Расчеты удобно проводить в табличной форме:

Таблица 4-2.

P_c, МВт						
P_1, МВт						
P_2, МВт						
B_1, т.у.т./ч						
B_2, т.у.т./ч						
B_c, т.у.т./ч						

6. Определить по графику значение $B_{смин}$ и соответствующие мощности $P_{1онм}$ и $P_{2онм}$ (учитывая, что $P_1 + P_2 = P_c$).
7. На графиках характеристик ОПРТ получить значения b_1 и b_2 для найденных значений мощностей $P_{1онм}$ и $P_{2онм}$. Убедиться в их равенстве.
8. Вывести критерий оптимального распределения активной мощности между агрегатами ТЭС.
9. Проверить аналитически выведенный критерий оптимального распределения нагрузки. Для этого необходимо приравнять выражения для характеристик ОПРТ первого и второго блока и, выразив P_2 через P_1 ($P_2 = P_c - P_1$), определить оптимальное значение активной мощности первого блока $P_{1онм}$, а затем вычислить $P_{2онм}$ для второго блока. Сравнить результаты с графическим решением.

ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ НА ЭВМ

Расчеты по определению критерия оптимального распределения активной нагрузки между агрегатами ТЭС проводятся по программе «Kriteriy_Optimal.xls», написанной на языке VBA в среде MS Excel. В программе содержится ссылка, по которой открывается документ, содержащий порядок выполнения работы на ЭВМ.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Дать определение расходной характеристики энергоблока ТЭС.
2. Дать определение характеристики относительных приростов расхода топлива.
3. Как по расходной характеристике графически построить характеристику ОПРТ?

4. Как по характеристике ОПРТ можно приблизительно определить расходную характеристику энергоблока?
5. На что используется минимальный расход топлива B_0 ?
6. Вывести критерий оптимального распределения активной мощности между энергоблоками ТЭС.

Таблица 4-3. Варианты исходных данных.

№ вар	№ блока	Расходные характеристики энергоблоков ТЭС			Мощность блока, МВт		Рс МВт
		a_0	a_1	a_2	Р _{мин}	Р _{мах}	
1	1	4,69	0,308	0,00067	80	190	280
	2	4,83	0,296	0,00079	90	200	
2	1	4,67	0,292	0,00065	100	200	300
	2	4,86	0,303	0,00072	95	200	
3	1	6,08	0,288	0,00028	105	280	370
	2	6,29	0,295	0,00023	90	300	
4	1	3,68	0,263	0,00082	80	160	240
	2	3,54	0,271	0,00081	75	150	
5	1	4,29	0,285	0,00073	100	200	270
	2	4,83	0,296	0,00079	90	180	
6	1	3,78	0,288	0,00087	90	150	250
	2	3,69	0,278	0,00077	100	160	
7	1	6,54	0,301	0,00021	100	290	390
	2	6,29	0,295	0,00023	105	300	
8	1	3,72	0,268	0,00087	85	160	250
	2	3,59	0,253	0,00080	90	160	
9	1	6,54	0,301	0,00021	100	280	380
	2	6,29	0,295	0,00023	105	300	
10	1	3,72	0,288	0,00087	85	160	240
	2	3,68	0,273	0,00082	80	150	

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ АГРЕГАТАМИ ТЭС

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Ознакомление с методикой распределения суточного графика нагрузки между агрегатами тепловой электростанции

КРАТКИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

Для тепловой электрической станции, на которой работают m энергоблоков, баланс активных мощностей запишется в виде :

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

где P_i – активная мощность, генерируемая i -тым энергоблоком;
 P_H – нагрузка станции;
 m – количество энергоблоков.

Суммарный расход топлива на электростанции составит:

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

Здесь B_i – расход топлива на генерацию мощности P_i на i -том энергоблоке.

Для получения минимального расхода топлива B на ТЭС с учётом соблюдения баланса мощностей воспользуемся методом неопределённых множителей Лагранжа с функцией:

$$L = B + \mu W,$$

где μ - некоторый постоянный коэффициент, называемый множителем Лагранжа.

Минимум L можно определить, взяв частные производные от L по P_i и приравняв их нулю:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0$$

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

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

.....

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

Отсюда

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

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

Тогда критерием оптимального распределения нагрузки между агрегатами ТЭС является

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

то есть равенство относительных приростов расхода топлива всех энергоблоков станции.

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

1. По заданным характеристикам ОПРТ энергоблоков станции $b_i=f(P_i)$ произвести их суммирование и получить эквивалентную характеристику ТЭС $b_c = f(P_c)$.

2. Для рассматриваемой нагрузки электростанции на эквивалентной характеристике определяется b_c по значению P_c .
3. На характеристике ОПРТ каждого энергоблока отыскиваются мощности $P_1, P_2, \dots, P_m$, соответствующие значению P_c .

Пункт 1 выполняется следующим образом (см. рис 5-1).

Первая точка суммарной характеристики – это точка с координатами: $[P_{Cmin} = P_{1min} + P_{2min} + P_{3min}; b_{Cmin}]$, где b_{Cmin} – наименьшее значение относительного прироста расхода топлива из всех блоков. Далее задаются значением $b_c^{(1)}$ и проводят прямую, параллельную оси абсцисс, по всем трём графикам до пересечения с ними. Полученные значения $P_1^{(1)}, P_2^{(1)}$, и $P_3^{(1)}$ суммируются, в результате чего определяется $P_c^{(1)}$:

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

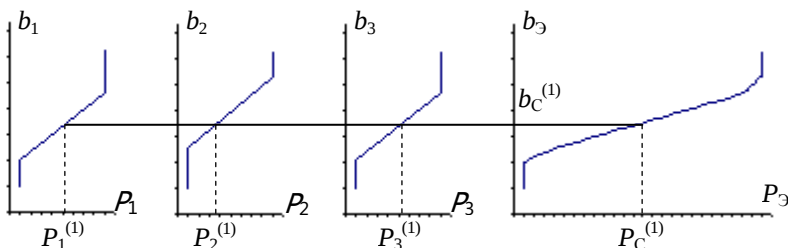


Рис. 5-1.

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

$$P_{Cmax} = P_{1max} + P_{2max} + P_{3max}.$$

Построив суммарную характеристику ОПРТ ТЭС, можно теперь, отложив на оси активных мощностей P_c , определить b_c и по нему обратным ходом получить P_1, P_2, P_3 , то есть выполнить пункты 2 и 3.

ЗАДАНИЕ НА РАБОТУ

1. Ознакомиться с краткими теоретическими сведениями и дать ответы на контрольные вопросы.
2. По заданному преподавателем номеру варианта (табл. 5-3, 5-4) выбрать исходные данные для проведения работы и произвести предварительную подготовку к ней в соответствии с нижеследующим описанием. Построить необходимые графики, заполнить таблицы 5-1, 5-2 и сделать выводы.
3. Провести расчёты на ЭВМ и оформить результаты.
4. Составить отчёт по работе, включающий в себя все расчеты, полученные данные, графики, распечатки и сделанные выводы.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

1. Записать расходные характеристики трех блоков ТЭС в виде полиномов типа (4-1), используя варианты исходных данных таблицы 5-3.
2. С помощью дифференцирования расходных характеристик по соответствующим мощностям агрегатов найти характеристики относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) для трех блоков ТЭС. Записать их в виде (4-2).
3. Построить на миллиметровой бумаге расходные характеристики агрегатов $B_1(P_1)$, $B_2(P_2)$ и $B_3(P_3)$ и точно под ними характеристики относительных приростов расхода топлива блоков $b_1(P_1)$, $b_2(P_2)$ и $b_3(P_3)$.
4. Найти графически суммарную характеристику относительных приростов расхода топлива на ТЭС $b_C(P_C)$. Точно под ней построить суточный график нагрузки $P_C(t)$ согласно варианту задания таблицы 5-4.
5. Используя принцип равенства относительных приростов расхода топлива (ОПРТ), найти суточные графики нагрузки каждого блока электростанции $P_i(t)$.
6. Произвести для всех интервалов времени проверку

$$P_1(t) + P_2(t) + P_3(t) = P_C(t).$$

7. Определить оптимальный расход условного топлива для каждого блока и суммарный часовой расход топлива для ТЭС на каждом расчетном интервале времени.

8. Результаты расчетов оформить графически и в виде таблиц.

Таблица 5-1. Суммарная характеристика ОПРТ ТЭС.

b_C , т.у.т./МВт*ч						
P_C , МВт						

Таблица 5-2. Распределение мощности нагрузки между агрегатами ТЭС.

Нагрузки блоков P_i и часовые расходы топлива B_i для каждого расчетного интервала времени.

Расчетное время суток		Интервал 1	Интервал 2	Интервал 3	Интервал 4	Интервал 5
P_C , МВт						
1 блок	P_1 , МВт					
	B_1 , т.у.т./ч					
2 блок	P_2 , МВт					
	B_2 , т.у.т./ч					
3 блок	P_3 , МВт					
	B_3 , т.у.т./ч					
B_C , т.у.т./ч						

ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ НА ЭВМ

Расчеты по оптимизации распределения активной нагрузки между агрегатами ТЭС проводятся по программе «Optimize_TES.xls», написанной на языке VBA в среде MS Excel. В программе содержится ссылка, по которой открывается документ, содержащий порядок выполнения работы на ЭВМ.

Таблица 5-3. Варианты исходных данных по энергоблокам ТЭС.

№ вар	№ блока	Расходные характеристики			Мощность блока, МВт	
		a_0	a_1	a_2	Р _{мин}	Р _{мах}
1	1	4,69	0,308	0,00067	80	190
	2	4,83	0,296	0,00079	90	200
	3	6,32	0,302	0,00022	100	280
2	1	4,67	0,292	0,00065	100	200
	2	4,86	0,303	0,00072	95	200
	3	6,48	0,293	0,00030	90	290
3	1	6,08	0,288	0,00028	105	280
	2	6,29	0,295	0,00023	90	300
	3	4,69	0,308	0,00067	100	200
4	1	3,68	0,263	0,00082	80	160
	2	3,54	0,271	0,00081	75	150
	3	4,69	0,308	0,00067	90	190
5	1	4,29	0,285	0,00073	100	200
	2	4,83	0,296	0,00079	90	180
	3	6,54	0,301	0,00021	100	300
6	1	3,78	0,288	0,00087	90	150
	2	3,69	0,278	0,00077	100	160
	3	4,83	0,296	0,00079	90	190
7	1	3,68	0,283	0,00082	80	160
	2	6,54	0,301	0,00021	100	290
	3	6,29	0,295	0,00023	105	300
8	1	3,72	0,268	0,00087	85	160
	2	3,59	0,253	0,00080	90	160
	3	6,42	0,310	0,00019	100	290
9	1	6,54	0,301	0,00021	100	280
	2	6,29	0,295	0,00023	105	300
	3	4,69	0,308	0,00067	80	190
10	1	3,72	0,288	0,00087	85	160
	2	3,68	0,273	0,00082	80	150
	3	4,83	0,296	0,00079	90	200

Таблица 5-4. Суточные графики нагрузки электрической станции.

Вариант 1	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 14	14 - 20	20 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	330	520	580	540	420
Вариант 2	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 11	11 - 18	18 - 21	21 - 24
	P _C , МВт	360	500	590	610	410
Вариант 3	Интервал суток, ч	0 - 4	4 - 10	10 - 18	18 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	350	480	670	700	460
Вариант 4	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 10	10 - 19	19 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	300	460	480	430	320
Вариант 5	Интервал суток, ч	0 - 8	8 - 16	16 - 18	18 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	320	580	600	570	440
Вариант 6	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 12	12 - 20	20 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	330	420	480	440	350
Вариант 7	Интервал суток, ч	0 - 6	6 - 11	11 - 18	18 - 21	21 - 24
	P _C , МВт	320	500	660	690	380
Вариант 8	Интервал суток, ч	0 - 4	4 - 10	10 - 19	19 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	310	460	540	570	340
Вариант 9	Интервал суток, ч	0 - 5	5 - 10	10 - 18	18 - 22	22 - 24
	P _C , МВт	340	480	600	630	420
Вариант 10	Интервал суток, ч	0 - 7	7 - 15	15 - 18	18 - 21	21 - 24
	P _C , МВт	320	380	440	470	400

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Как записать функцию Лагранжа для тепловой электростанции для минимизации суммарного расхода топлива ТЭС? Дать определение её составляющих.
2. Каким образом определяется минимум функции Лагранжа?
3. Каков критерий оптимального распределения активной мощности между энергоблоками ТЭС?
4. Как практически решается задача оптимального распределения активной нагрузки между агрегатами ТЭС?
5. Как по определённым характеристикам $b_i(P_i)$ энергоблоков построить эквивалентную характеристику ОПРТ ТЭС $b_c(P_c)$?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА РАБОТАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Ознакомление с методикой выбора оптимального состава работающих агрегатов тепловой электростанции

КРАТКИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

Пусть на электростанции работают три агрегата. Нагрузка станции в момент времени t распределяется между агрегатами по равенству их относительных приростов:

$$b_1 = b_2 = b_3 = b_c,$$

которым соответствуют мощности P_1, P_2, P_3 . Имея для останавливаемого агрегата (например, для агрегата 1) расход топлива в исходном режиме:

$$B_1 = B_{1XX} + \int_0^{P_1} b_1 dP$$

и соответственно изменения расходов на оставшихся в работе агрегатах:

$$\Delta B_2 = \int_{P_2}^{P'_2} b_2 dP,$$

$$\Delta B_3 = \int_{P_3}^{P'_3} b_3 dP,$$

целесообразность останова первого агрегата на время τ с учетом снятия расхода на его собственные нужды B_{1CH} определим из равенства:

$$\Delta B = (B_1 + B_{1CH})\tau - (\Delta B_2 + \Delta B_3)\tau - B_{1П}(\tau) \geq 0, \quad (6-1)$$

или

$$\Delta B = (B_{1XX} + \int_0^{P_1} b_1 dP + B_{1CH})\tau - (\int_{P_2}^{P'_2} b_2 dP + \int_{P_3}^{P'_3} b_3 dP)\tau - B_{1П}(\tau) \geq 0, \quad (6-2)$$

где $B_{1П}$ – расход на пуск агрегата, отключенного на время τ .

Считая линейными зависимости $b_2 = f(P_2)$ и $b_3 = f(P_3)$ в пределах $P_2 \div P'_2$ и $P_3 \div P'_3$, для суммы $(\Delta B_2 + \Delta B_3)$ имеем:

$$\begin{aligned} \Delta B_2 + \Delta B_3 &\approx \frac{b_C + b'_C}{2} (P'_2 - P_2) + \frac{b_C + b'_C}{2} (P'_3 - P_3) = \\ &= \frac{b_C + b'_C}{2} (\Delta P_2 + \Delta P_3) = \frac{b_C + b'_C}{2} P_1 \end{aligned} \quad (6-3)$$

Это выражение можно упростить, если считать, что останов одного агрегата существенно не влияет на относительный прирост системы, т.е. $b_C = b'_C$:

$$\Delta B_2 + \Delta B_3 \approx b_C P_1 \quad (6-4)$$

С учетом (6-4) выражение (6-2) можно представить как:

$$\Delta B = (B_{1XX} + \int_0^{P_1} b_1 dP + P_{1CH} \gamma_1)\tau - b_C P_1 \tau - B_{1П}(\tau) \geq 0, \quad (6-5)$$

где γ_1 – удельный расход топлива на ТЭС.

Аналогично условием пуска этого агрегата являются:

$$\Delta B = b_C P_1 \tau + B_{1П}(\tau) - (B_{1XX} + \int_0^{P_1} b_1 dP + P_{1CH} \gamma_1)\tau \geq 0. \quad (6-6)$$

По (6-5) и (6-6) можно определить максимальное время останова агрегата τ_{max} или максимальную мощность останавливаемого агрегата P_{max} . Эти выражения являются приближенными из-за неучёта в них повышенных расходов топлива при наборе мощности агрегата, длящегося часами, снижения надежности работы энергосистемы при пусках и остановах агрегатов. Тем не менее, они, при допущении линейной зависимости пусковых расходов B_{II} от времени простоя агрегатов τ (что приводит задачу выбора состава оборудования к задаче почасовой оптимизации) легли в основу практических алгоритмов. Действительно, деля все члены выражения (6-5) на τ и имея

$$\frac{B_{II}(\tau)}{\tau} = B_{II}^{(0)},$$

получаем критерий останова агрегата:

$$\Delta B_0 = B_{LXX} + \int_0^{P_1} b_1 dP + P_{ICH} \gamma_1 - b_C P_1 - B_{II}^{(0)} \geq 0, \quad (6-7)$$

который теперь не зависит от времени простоя.

Таким образом, из (6-7) следует, что ΔB_0 – почасовая экономия расхода топлива от останова агрегата – является функцией только относительного прироста системы и не зависит от ее суммарной мощности. Это позволяет построить зависимости

$$\Delta B_0 = f(b_c)$$

для каждого агрегата и по точке пересечения данной кривой с осью абсцисс (эта точка называется критическим относительным приростом) судить об экономичности останова рассматриваемого агрегата в каждом часе. Основными недостатками указанного алгоритма являются необходимость многократных расчетов оптимальных режимов энергосистемы в каждом интервале цикла оптимизации и итеративный характер учета сетевого фактора.

В ТашГТУ был разработан алгоритм оптимизации состава работающего оборудования электростанций энергосистемы с учетом основных режимных и технологических ограничений и сетевого фактора.

Алгоритм решения состоит из двух основных этапов. На первом этапе по известным ХОП отдельных агрегатов и их сочетаний строятся обобщенные ХОП электростанций, отражающие зависимость оптимального состава включенных агрегатов от нагрузок с учетом пусковых расходов на переход от одного состава агрегатов к следующему. На втором этапе производится произвольное оптимальное распределение

графика нагрузок системы между электростанциями на основе полученных обобщенных ХОП (рис.6-1.), которые целесообразно построить заранее, что резко сокращает затраты времени при оперативных расчетах.

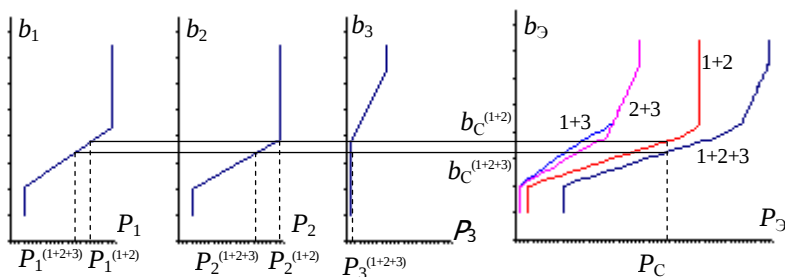
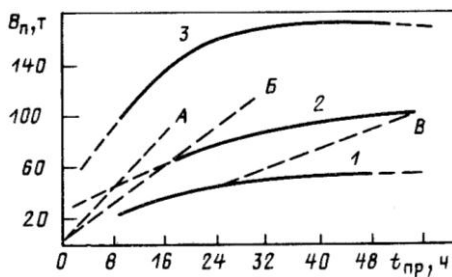


Рис. 6-1.

Таким образом, при наличии обобщенных ХОПРТ электростанций выбор состава работающего оборудования в принципе осуществляется совмещением с обычной задачей оптимального распределения нагрузок энергосистемы.



1 – блок 150 МВт;
2 – блок 200 МВт;
3 – блок 300 МВт;
А, В, С – спрямленные зависимости для времени простоя 8, 18, 56 ч.

Рис.6-2. Зависимость пускового расхода условного топлива от времени простоя агрегата.

ЗАДАНИЕ НА РАБОТУ

1. Ознакомиться с краткими теоретическими сведениями и дать ответы на контрольные вопросы.
2. Используя данные из предыдущей работы, произвести необходимые расчеты в соответствии с пунктом «Порядок выполнения работы» и построить графики. Сделать выводы.
3. Провести расчеты на ЭВМ. Сравнить результаты, полученные при расчете вручную с результатами, полученными при расчете на ЭВМ.
4. Составить отчет по лабораторной работе.

ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ

1. Используя результаты расчета и построения задания по оптимизации распределения активной нагрузки между агрегатами ТЭС на графике $b_c(P_c)$ построить суммарные характеристики ОПРТ станции при отключении одного блока для всех возможных комбинаций состава работающих агрегатов (1+2; 1+3 и 2+3).

2. Определить оптимальный состав работающих агрегатов ТЭС при прохождении ночного провала графика нагрузки станции с учетом пусковых расходов топлива. Для этого:

- а. Для каждого заданного интервала времени суток заполнить таблицу 6-1;

Таблица 6-1.

	Состав 1+2+3	Состав 1+2	Состав 1+3	Состав 2+3	Время простоя блока $t_{np}, \text{ч}$
$P_c, \text{МВт}$					
$P_1, \text{МВт}$					
$P_2, \text{МВт}$					
$P_3, \text{МВт}$					
$B_1, \text{т.у.т./ч}$					
$B_2, \text{т.у.т./ч}$					
$B_3, \text{т.у.т./ч}$					
$B_c, \text{т.у.т./ч}$					
$B_\Sigma, \text{т.у.т.}$					

б. Определить пусковые расходы топлива отдельных агрегатов $B_{пуск i}$ в зависимости от времени простоя блоков;

с. Рассчитать суммарный суточный расход топлива на ТЭС для различных комбинаций состава работающего оборудования с учетом пусковых расходов:

$$B_{сут} = \sum B_{\Sigma k} + B_{пуск k} = \sum B_{Ck} \cdot t_{шт} + B_{пуск k};$$

д. Выбрать оптимальный состав работающих агрегатов ТЭС во время прохождения ночного провала графика нагрузки.

3. Показать графически и в табличной форме новые суточные графики нагрузки агрегатов ТЭС.

ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ НА ЭВМ

Расчеты по выбору оптимального состава работающих агрегатов ТЭС проводятся по программе «Optimize_betweenTG.xls», написанной на языке VBA в среде MS Excel. В программе содержится ссылка, по которой открывается документ, содержащий порядок выполнения работы на ЭВМ.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Как строятся характеристики относительных приростов расхода топлива для различных комбинаций работающих агрегатов ТЭС?
2. Каков критерий останова агрегата ТЭС?
3. Алгоритм оптимизации состава работающего оборудования электростанций, разработанный в ТашГТУ.
4. От чего зависят пусковые расходы энергоблоков ТЭС?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНОЙ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ МЕЖДУ ТЭС И ГЭС

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Ознакомление с методикой распределения активной нагрузки в концентрированной энергосистеме, содержащей ГЭС и ТЭС

КРАТКИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

Условие баланса мощностей в энергосистеме без учёта потерь активной мощности в сети запишется как

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

где P_T , P_G , P_C – соответственно активные мощности ТЭС, ГЭС и нагрузки ЭЭС.

Для ГЭС с суточным циклом регулирования сумма часовых расходов воды $Q^{(t)}$ за сутки должна быть равна заданному суточному притоку воды $Q_{\text{сут.прит.}}$ к водохранилищу.

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

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

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

и, взяв частные производные от неё, приравняем их к нулю:

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

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

где

$$\frac{\partial W}{\partial P_{\Gamma}^{(t)}} = \frac{\partial W}{\partial P_T^{(t)}} = \mu^{(t)}.$$

Отсюда

$$-\mu^{(t)} = \frac{\partial B_T^{(t)}}{\partial P_T^{(t)}} = \lambda \frac{\partial Q^{(t)}}{\partial P_{\Gamma}^{(t)}}.$$

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

$$-\mu^{(t)} = b_T^{(t)} = \lambda q_{\Gamma}^{(t)}.$$

Величина λ носит название коэффициента Лагранжа и показывает какому количеству сэкономленного топлива ΔB соответствует увеличение на 1 м^3 пропускаемого через турбину ГЭС объёма воды. Таким образом, ГЭС сводится к разряду ТЭС. Значение λ остаётся постоянным для всех расчётных часов.

Для определения значения λ можно воспользоваться методом подбора.

Задавшись некоторым достоверным значением λ и умножив его на ХОП расхода воды ГЭС, осуществляется распределение графика нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС. Затем, опираясь на полученные мощности ГЭС, найдём часовые расходы воды $Q^{(t)}$, сумма которых даст суточный расход $Q_{\text{сут.}}$

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

ЗАДАНИЕ НА РАБОТУ

1. Ознакомиться с краткими теоретическими сведениями и дать ответы на контрольные вопросы.

2. По заданному преподавателем номеру варианта (табл. 6-4) выбрать исходные данные для проведения работы и произвести предварительную подготовку к ней. Произвести необходимые расчеты, построить графики, заполнить таблицы и сделать выводы.

3. Провести расчеты на ЭВМ. Сравнить результаты, полученные при расчете вручную с результатами, полученными при расчете на ЭВМ.

4. Составить отчет по работе, включающий в себя все расчеты, полученные результаты, графики, распечатки и сделанные выводы.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

1. Записать расходные характеристики эквивалентных ТЭС и ГЭС, заданных в виде полиномов второй степени:

$$\begin{aligned} B(P^T) &= a_0^T + a_1^T P^T + a_2^T (P^T)^2; \\ Q(P^G) &= a_0^G + a_1^G P^G + a_2^G (P^G)^2. \end{aligned}$$

2. Рассчитать с шагом 10 МВт расходные характеристики ТЭС и ГЭС и результаты занести в таблицу 7-1:

Таблица 7-1

$P_{ТЭС}$, МВт						
$B_{ТЭС}$, т.у.т./ч						
$P_{ГЭС}$, МВт						
$Q_{ГЭС}$, м ³ /ч						

3. С помощью дифференцирования расходных характеристик по соответствующим мощностям ТЭС и ГЭС найти характеристику относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) для ТЭС и характеристику относительных приростов расхода воды (ОПРВ) для ГЭС:

$$\begin{aligned} b(P^T) &= \frac{\partial B(P^T)}{\partial P^T} = a_1^T + 2a_2^T P^T; \\ q(P^G) &= \frac{\partial Q(P^G)}{\partial P^G} = a_1^G + 2a_2^G P^G. \end{aligned}$$

4. Рассчитать характеристики ОПРТ ТЭС и ОПРВ ГЭС и результаты занести в таблицу 7-2:

Таблица 7-2

$P_{ТЭС}, \text{МВт}$						
$b_{ТЭС},$ т.у.т./МВт*ч						
$P_{ГЭС}, \text{МВт}$						
$q_{ГЭС},$ м ³ /МВт*ч						

5. Построить на миллиметровой бумаге расходные характеристики $B(P^T)$, $Q(P^T)$ и точно под ними характеристику относительных приростов расхода топлива $b(P^T)$ ТЭС и характеристику относительных приростов расхода воды $q(P^T)$ ГЭС.

6. Используя принцип равенства относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) с учетом топливного эквивалента расхода воды, и, принимая во внимание интегральные ограничения по расходу воды на ГЭС, провести оптимизацию распределения суточного графика нагрузки энергосистемы $P_C(t)$ между ТЭС и ГЭС. Для этого:

а) задавшись начальным значением λ и умножив его на $q(P^T)$ ГЭС, осуществить распределение графика нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС. По полученным мощностям ГЭС определить часовые расходы воды $Q^{(t)}$, сумма которых даст суточный расход $Q_{сут}$.

б) Сравнить заданный суточный расход воды ГЭС $Q_{зад}$ с расчетным $Q_{сут}$. При необходимости скорректировать λ и итерационно провести оптимизационный расчет до достижения заданной точности по небалансу воды ΔQ .

7. Построить эквивалентную характеристику ОПРТ ГЭС с учетом топливного эквивалента расхода воды, эквивалентную характеристику относительного прироста расхода топлива энергосистемы, заданный суточный график нагрузки системы $P_C(t)$ и полученные суточные графики нагрузки ТЭС и ГЭС.

8. Определить оптимальный расход условного топлива для ТЭС за сутки, среднесуточный расход топлива для ТЭС и среднесуточный расход воды для ГЭС.

Результаты расчетов занести в таблицу 7-3.

Таблица 7-3

t, час	1	2	24
P_C , МВт			
P_T , МВт			
Q_T , м ³ /ч			
P_T , МВт			
B_T , т.у.т./ч			

Окончательное значение λ =

Максимальный небаланс воды $\Delta Q\%$ =

Расход топлива на ТЭС за сутки $B_{сут}$ =

ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ НА ЭВМ

Расчеты по оптимизации распределения активной нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС проводятся по программе «Optimize_TES_GES.xls», написанной на языке VBA в среде MS Excel. В программе содержится ссылка, по которой открывается документ, содержащий порядок выполнения работы на ЭВМ.

Таблица 7-4. Варианты исходных данных

№ вар		Расходные характеристики			График нагрузки ЭЭС, МВт				Расход воды, м ³ /ч	Начал. значение
		a_0	a_1	a_2	P_1	P_2	P_3	P_4	$Q_{зад}$	$\lambda^{(0)}$
1	ГЭС ТЭС	100 60	0,05 0,05	0,003 0,003	400	600	800	500	300	1,3
2	ГЭС ТЭС	120 80	0,09 0,10	0,005 0,002	400	600	800	500	350	0,8
3	ГЭС ТЭС	140 100	0,15 0,20	0,005 0,003	450	700	900	500	400	1,2
4	ГЭС ТЭС	100 60	0,05 0,05	0,003 0,003	430	580	750	480	300	1,3
5	ГЭС ТЭС	100 60	0,05 0,05	0,003 0,003	420	550	770	510	300	1,3

6	ГЭС ТЭС	120 80	0,09 0,10	0,005 0,002	380	570	780	450	350	0,8
7	ГЭС ТЭС	120 80	0,09 0,10	0,005 0,002	440	590	450	450	350	0,8
8	ГЭС ТЭС	120 80	0,09 0,10	0,005 0,002	410	550	710	450	350	0,8
9	ГЭС ТЭС	140 100	0,15 0,20	0,005 0,003	450	700	900	500	400	1,2
10	ГЭС ТЭС	140 100	0,15 0,20	0,005 0,003	470	690	850	430	400	1,2
11	ГЭС ТЭС	140 100	0,15 0,20	0,005 0,003	430	650	820	490	400	1,2
12	ГЭС ТЭС	160 120	0,20 0,20	0,006 0,004	500	700	900	450	400	1,6
13	ГЭС ТЭС	160 120	0,20 0,20	0,006 0,004	480	670	850	470	400	1,6
14	ГЭС ТЭС	160 120	0,20 0,20	0,006 0,004	450	800	870	440	400	1,6
15	ГЭС ТЭС	170 140	0,25 0,20	0,006 0,003	500	800	900	600	450	2,0

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Как записывается функция Лагранжа для системы, содержащей ГЭС и ТЭС? Что представляют собой ее составляющие?
2. Как определить минимальный расход условного топлива в энергосистеме, содержащей ТЭС и ГЭС?
3. Что является критерием оптимального распределения нагрузки между ТЭС и ГЭС?
4. Что показывает множитель Лагранжа?
5. Как определить значение λ методом подбора?

ЛИТЕРАТУРА

1. Сытдыков Р.А., Радионова О.В. Конспект лекций по курсу «АСУ и оптимизация режимов электрических станций и систем» / Т.: ТашГТУ, 2014. – 160 с.
2. Фазылов Х.Ф., Насыров Т.Х. Установившиеся режимы энергосистем и их оптимизация: Учебник. – Ташкент: Молия, 1999. – 370 с.
3. Насиров Т.Х., Гайилов Т.Ш. Теоретические основы оптимизации режимов энергосистем. – Т.: Fan va texnologiya, 2014. – 184 с.
4. Аракелян Э.К., Пикина Г.А. Оптимизация и оптимальное управление: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 356 с.
5. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 648 с.
6. Веников В.А. и др. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
7. Бурденков Г.В., Малышев А.И., Лурье Я.В. Автоматика, телемеханика и передача данных в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
8. P.S.R. Murty. Operation and Control in Power Systems. – BS Publications 4-4-309, Giriraj Lane, Sultan Bazar, Hiderabad – 500 095 A.P., 2008. – 410p.
9. Kolcun M., Griger V., Muhlbacher J. Electric power system operation control. - Bratislava: Mercury-Smecal, 2004. - p.299.
10. www.uzenergy.uzpak.uz
11. www.asutp.ru
12. www.ziyo.net
13. www.anares.ru/oik
14. www.rtsoft.ru

ПРИЛОЖЕНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ

Лабораторная работа № 1. Изучение работы автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) энергосистемы Узбекистана	3
Лабораторная работа № 2. Ознакомление с работой оперативно-информационного комплекса (ОИК) АСДУ энергосистемы Узбекистана ..	13
Лабораторная работа № 3. Испытание аналого-цифрового преобразователя	23
Лабораторная работа № 4. Определение критерия оптимального распределения активной нагрузки между агрегатами ТЭС	33
Лабораторная работа № 5. Оптимизация распределения активной нагрузки между агрегатами ТЭС ..	39
Лабораторная работа № 6. Выбор оптимального состава работающих агрегатов тепловой электростанции	46
Лабораторная работа № 7. Оптимизация распределения активной нагрузки энергосистемы между ТЭС и ГЭС	52
Литература	58
Приложение	59

Редактор Ахметжанова Г.М.

Корректор Марданова Э.З.