Режимы электроэнергетических систем

Лекции-34 ч,
Практические занятия –17ч,
Курсовой проект, зачет,
Экзамен по курсу

К экзамену допускаются только те студенты, которые сдали курсовой проект и отчитались по всем практическим занятиям

Литература

1.Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и энергосистем. Учебник НГТУ, 2005.

2. Филиппова Т.А., Сидоркин Ю.М, Русина А.Г. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. Учебник . НГТУ, 2007.

2.Методические указания к выполнению курсового проекта.Диск L, папка filippova,курсовой проект

3.Методические указания к практическим занятиям «РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ» ,2003номер 2444.

Режимы энергосистем ?

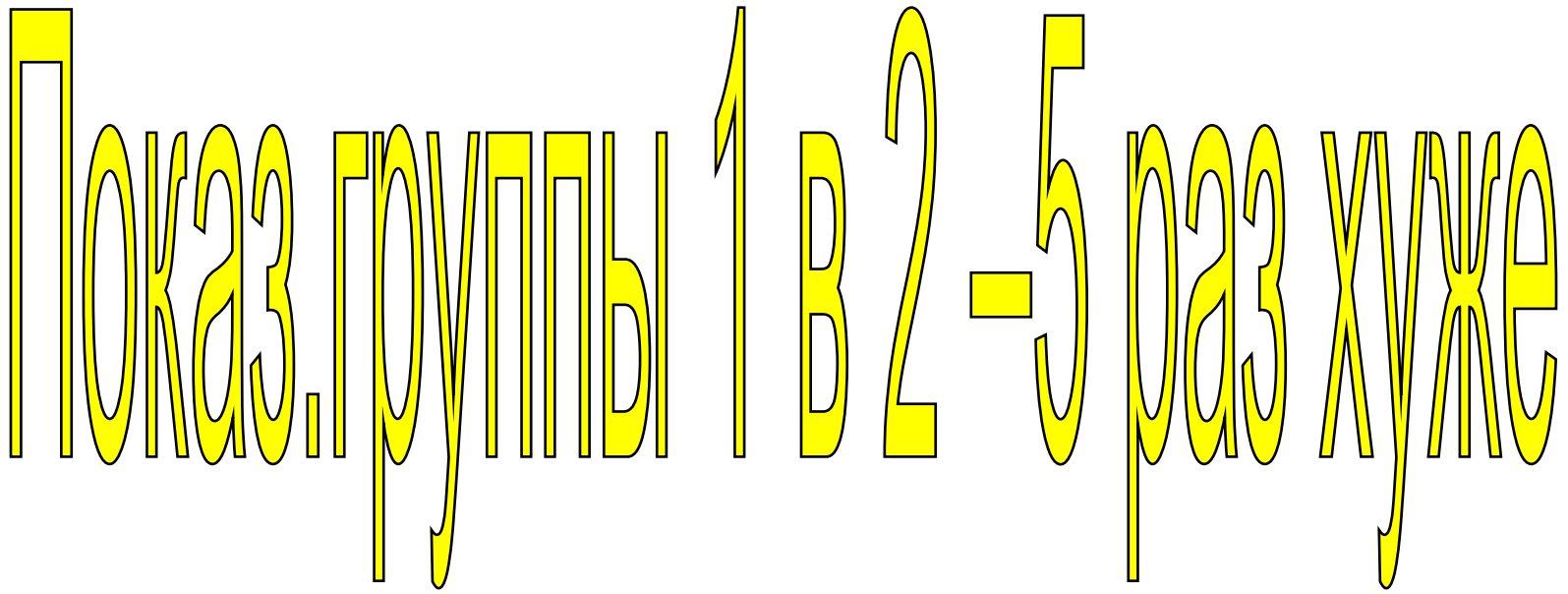
- Рассматриваются основные задачи энергоснабжения и эта область режимов.
- Электроэнергия,
- Мощность,
- Качество электроэнергии,
- Управление режимами.

Энергетика уникальная отрасль производства

- Состояние энергетики влияет:
- на экономику страны,
- на политику государства,
- на уровень жизни населения,
- на состояние всех отраслей производства в государстве,
- на международное положение государства
- на экологию

Эффективность энергетики России в мировом масштабе

- Расход энергоресурсов и электроэнергии на ед. ВВП в 2- 5 раз выше, чем в развитых странах мира.



Электроэнергетика- ее особенности

- Энергетика чрезвычайно капиталоемкая отрасль и требуются громадные средства на ее развитие.
- Производство и потребление электроэнергии на электронном уровне совпадают по времени.
- Потребление электрической энергии подвержено множеству случайных и неопределенных факторов.
- Россия самая холодная страна мира и без тепловой энергии нормальная жизнь невозможна.
- Все электростанции имеют непрерывное производство.
- Сначала покупатель использует товар (электрическую энергию, тепловую энергию), а затем оплачивает его.

Определения

- Электроэнергетическая система *это совокупность электрических станций, подстанций и потребителей электроэнергии, связанных между собою электрическими сетями.*

Энергетическая система *это совокупность электрических станций, подстанций, потребителей электрической и тепловой энергии, связанных между собою электрическими и тепловыми сетями*

-

Виды энергосистем по составу генерирующих мощностей

- Первый вид –

в энергосистеме имеются только тепловые станции или тепловые и атомные. ***Это – тепловые энергосистемы***.

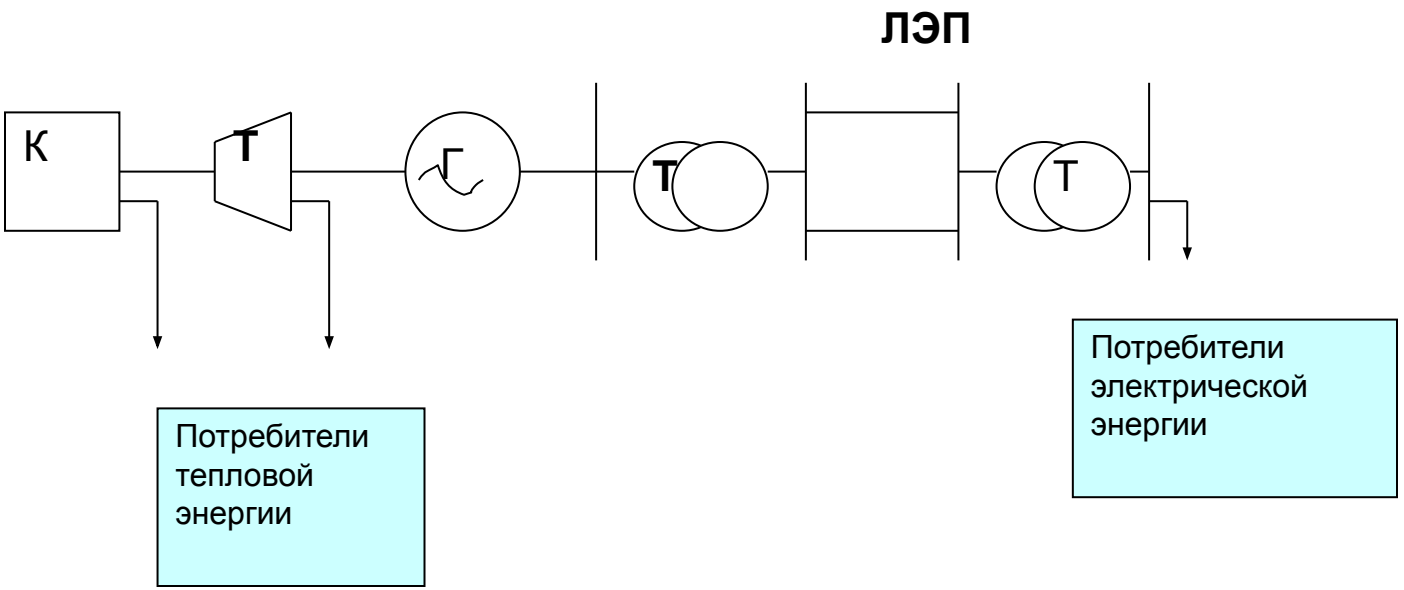
Тепловые станции не обладают высокой маневренностью и регулирующими способностями, и возникают трудности при управлении режимами.

- Второй вид – ***смешанные энергосистемы (гидротепловые).*** В этих системах имеются ГЭС и ТЭС. Многие режимные задачи в смешанных энергосистемах решаются легче, чем в тепловых, но возникают и большие трудности при определении режимов ГЭС, поскольку речной сток характеризуется изменчивостью, не повторяемостью, различной водностью, непредсказуемостью.

Преимущества и недостатки работы в системе

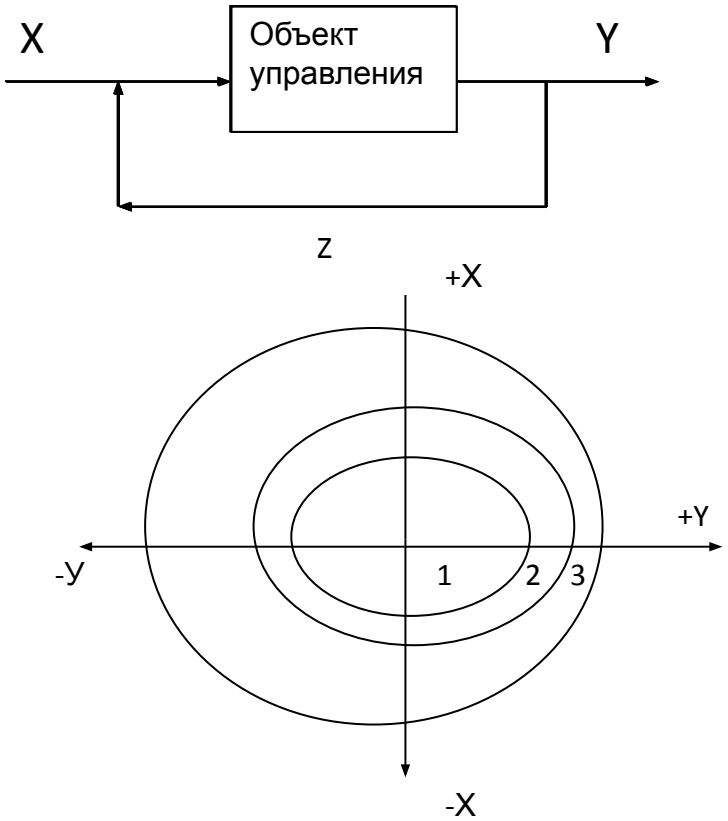
- **Преимущества.**
- Увеличивается использование установленной мощности
- Режим станций становится более равномерным
- Уменьшается зависимость станций от случайных колебаний нагрузки.
- Режим мощностей, электроэнергии, частота, напряжение меняется в лучшую сторону.
- Создаются более благоприятные условия по использованию энергоресурсов, особенно в тех случаях, когда в системе имеются ГЭС.
- Улучшаются условия проведения ремонтов.
- Повышается надежность энергоснабжения.
- Улучшаются технико-экономические показатели электростанций и снижаются их издержки,
- **Недостатки-** сложность управления.

Технологический процесс в энергетике



- Технологический процесс это процесс преобразования энергетических ресурсов в электрическую и тепловую энергию

Управление режимами



- Нормальные режимы- все параметры в допустимой области
- Утяжеленные режимы- часть параметров находится на границе допустимой области
- Аварийные – часть параметров находится в не допустимом состоянии

Средства , системы и принципы управления различны при разных видах состояния системы

Требования потребителей к электроснабжению

- *бесперебойность- **это отсутствие недоотпуска электроэнергии и мощности,***
- *надежность – **гарантия бесперебойности,***
- *обеспечение качества энергии- **госты по частоте и напряжению,***
- *обеспечение экономичности энергоснабжения – **минимизация всех затрат на производство электроэнергии.***
- **Эти требования вошли в официальные Правила технической эксплуатации ПТЭ и учитываются при энергоснабжении потребителей.**

Управление режимами ЭЭС

- Принципы
- Средства и системы управления

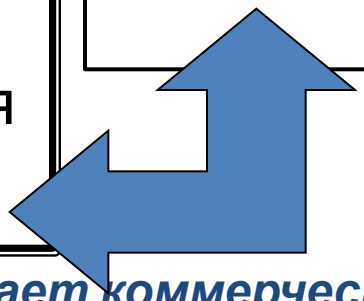
Два вида управления в ЭЭС

Техническое управление

- Учитываются электрические связи между объектами,
- Технические возможности
- Технические ограничения

Коммерческое управление

- Учитываются хозяйственные единицы, их цели, функции.
- Рыночные взаимоотношения



Управление режимами учитывает коммерческие интересы предприятий и технические условия производства электроэнергии

Законы управления техникой и технологиями в энергетике

- Технические системы созданы на основе фундаментальных законов теплотехники, электротехники, гидравлики, механики.
- Средства технического управления учитывают эти законы.
- Управление происходит в условиях неопределенности. Неопределенность – объективная реальность жизни на земле.

Экономические законы создаются людьми

- Они не должны противоречить фундаментальным законам энергетики.
- Все рыночные законы – это экономические законы и может быть множество их вариаций.

Требования к менеджерам

- Необходимо знать особенности производства, чтобы создавать грамотную систему управления.
- Невозможно на уровне здравого смысла определить те особенности энергетики, которые надо учитывать при управлении.

Техногенная катастрофа на Саяно-Шушенской ГЭС

- Первая причина – некомпетентность руководителей.
- Коррупция.
- Нарушение технологических норм.
- Нарушение ремонтных требований.

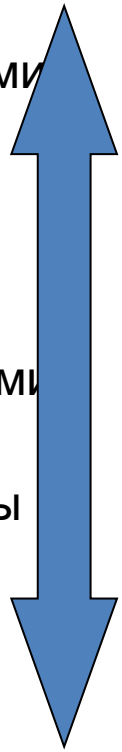
Принимаются меры устранения этих причин

Иерархический принцип управления режимами

- **<u>Иерархия в пространстве</u> имеет четыре уровня управления.**

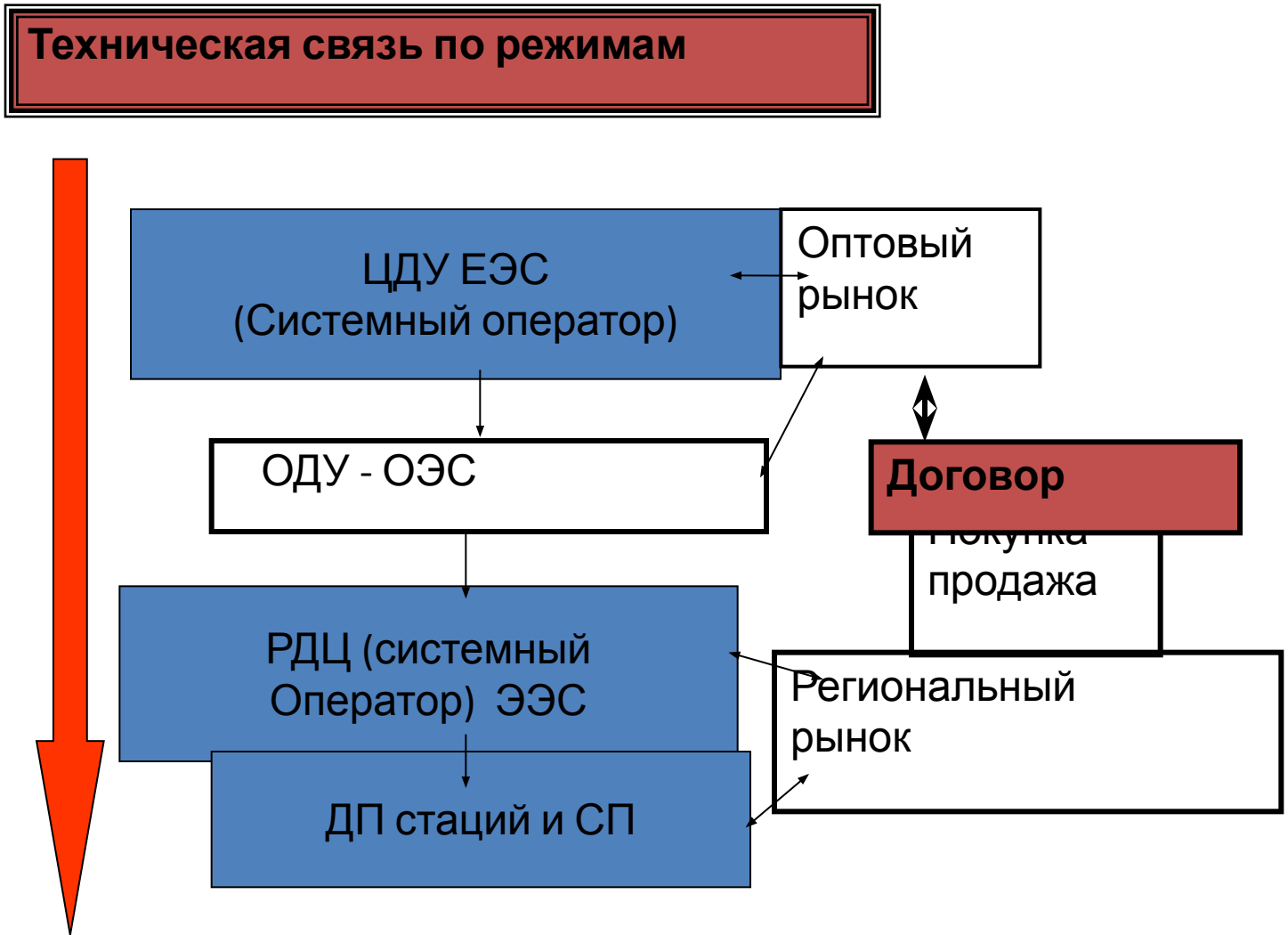
Этот вид иерархии позволяет управлять территориально распределенными объектами энергетики как единым целым.

- · ***Первый уровень управления*** - наивысший уровень - органы управления единой энергосистемой страны – ЕЭС России (оптовый рынок).
- · ***Второй уровень управления*** - органы управления объединенными энергосистемами регионов страны – ОЭС (зоны оптового рынка).
- · ***Третий уровень*** –управление режимами районной энергосистемы или отдельными предприятиями (региональный рынок),
- · ***Четвертый уровень*** – электростанции, предприятия электрических и тепловых сетей (внутренняя система)



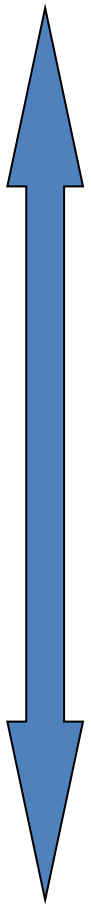
В ЭЭС предприятия связаны электрическими связями. Хозяйственные требования, задаются ограничениями

Свободный рынок на сутки вперед



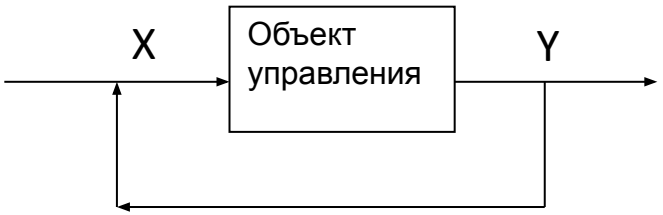
Иерархия во времени

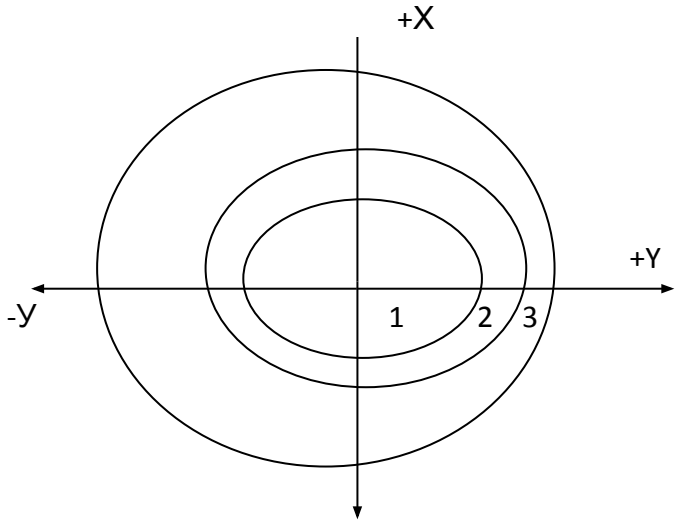
- Она позволяет планировать режимы для различных периодов по времени.
- Иерархия во времени имеет в условиях эксплуатации три временных уровня .
- ***Первый уровень***. Составление долгосрочных планов режима системы с заблаговременностью до года или нескольких лет.
- ***Второй уровень***. Составление краткосрочных планов с заблаговременностью до месяца.
- ***Третий уровень***. На третьем уровне происходит управление режимами в темпе процессов, протекающих в энергетике..



- Все уровни взаимосвязаны.

Виды режимов.





- Нормальные режимы- все параметры в допустимой области
- Утяжеленные режимы- часть параметров находится на границе допустимой области
- Аварийные – часть параметров находится в не допустимом состоянии

Средства , системы и принципы управления различны при разных видах состояния системы

Ситуативная иерархия

- Устанавливаются приоритеты решения различных режимных задач в зависимости от состояния системы.
- Наивысший приоритет задачи, которые необходимо решать при авариях.
- Затем задачи, возникающие в утяжеленных условиях
- Затем - нормальнх условий.
- Это последовательность определяется требованиями надежности. При авариях экономичность режимов является второстепенным фактором, так как главное не допустить развития аварии и вернуть систему к нормальному состоянию.

Что дает иерархический принцип управления

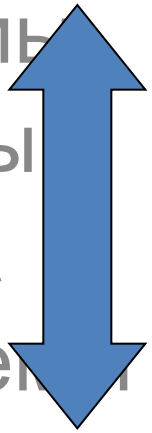
Декомпозиция задач управления режимами
на основе иерархических принципов снимает многие трудности
в решении режимных задач

- *Понижается размерность,*
- *Повышается эффективность алгоритмов решения,*
- *Позволяет иметь эффективную систему управления режимами.*

Система имеет 1000 станций, миллионы узлов нагрузки,
сложную сеть ЛЭП, различные напряжения и др.

Средства и системы управления режимами

- Организационные системы
- Автоматические системы
- Диспетчерская система
- АСУ – компьютерные системы



Организационное управление

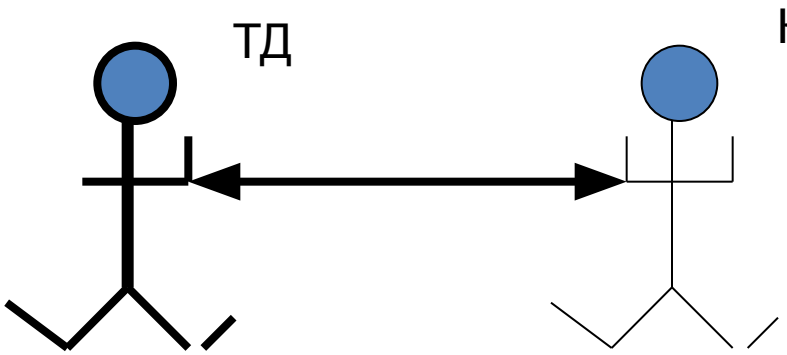
- В ряде подразделений оргструктуры предприятия решаются режимные задачи. Они планируют режимы для правильной организации производственного процесса. Планируется
- выработка электроэнергии;
- бюджеты продаж, а они зависят от продажи электроэнергии и мощности;
- финансы, которые зависят от потребности электроэнергии и тепловой энергии;
- снабжение топливом, которое зависит от производства электрической и тепловой энергии ,
- издержки производства, зависящие от использования мощностей станций

Режимы -основа экономического и коммерческого управления

Оперативно-диспетчерское управление

- Диспетчерское управление электрическими системами обеспечивает непрерывное управление совместно работающими энергетическими объектами с соблюдением всех требований к энергоснабжению потребителей.
- Это многоуровневая иерархическая система и на каждом уровне управления решаются определенные задачи.
- В оперативном управлении диспетчера находится оборудование и устройства управления.
- Диспетчер осуществляет управление с диспетчерского пункта, оснащенного средствами связи со всеми объектами, средствами автоматического управления, вычислительной техникой, системой АСДУ, средствами контроля и управления.

Техническое и коммерческое управление связаны



Технический диспетчер

Коммерческий диспетчер

Прием заявок на куплю-продажу и Определение коммерческих соглашений

Составление энергетических балансов и управление режимами

Выполнение зависит от ТД

Диспетчерское управление организовано на основе строгой регламентации всех действий.

- Используются следующие принципы:
- иерархичность органов управления,
- строгая самостоятельности действий на каждом уровне,
- четкое распределение прав и обязанностей для всего оперативно- диспетчерского персонала,
- строжайшая дисциплина действий.

Диспетчерские подразделения планируют режим системы и ведут непрерывную коррекцию режима по текущей информации

- Основные технические задачи :
- управление балансам мощности и энергии,
- управление перетоками мощности,
- поддержание качества электроэнергии,
- обеспечение надежности энергоснабжения,

  выполнение оперативных переключений в электрической сети,
- вывод оборудования в ремонт и ввод после ремонта,
- ликвидация аварий.

Коммерческий диспетчер управляет работой системы в соответствии с договорными отношениями между субъектами рынка или по специальным коммерческим принципам

- следит за объемом продаж и покупок
- принимает решения при их отклонении от договорных величин.
- Контролирует ограничения потребителей при нарушении платежной дисциплины
- Обеспечивает покупателей информацией об изменении цен и объемов продаж

Средства и системы автоматического управления.

- В энергетике процессы управления глубоко автоматизированы и автоматика играет важнейшую роль и при управлении нормальными режимами и, что очень важно, при управлении аварийными режимами. Процессы протекают на электронном уровне и человек не способен адекватно реагировать на ситуацию.

Средства и системы автоматического управления САУ можно представить в виде четырех групп по их функциональному назначению

- *Технологическая автоматика ТА*, обеспечивает пуск - остановку агрегатов, перевод из режима генератора в режим синхронного компенсатора и обратно. Технологическая автоматика имеется на всех станциях.
- *Режимная автоматика нормальных режимов*, обеспечивает загрузку - разгрузку агрегатов по заданной программе. Программа специально рассчитывается для конкретных условий.
- *Автоматика противоаварийного управления ПАА* обеспечивает специальное управление при тяжелых системных авариях (при нарушении устойчивости, коротких замыканиях).
- *Релейная защита*, обеспечивает защиту оборудования от повреждений при авариях. Для задания программы ее действия рассчитываются тяжелые режимы.

Автоматика нормального режима обеспечивает непрерывное соответствие между генерацией и потреблением электроэнергии

- Станционная автоматика
- На станциях имеется автоматика группового управления активной и реактивной мощностью агрегатов в соответствии с заданными графиками мощности.

- Системная автоматика
- Управления работой энергосистем по частоте и активной мощности – САУРЧМ. САУРЧМ может управлять активными мощностями электростанций, энергосистем и объединений.

Противоаварийная автоматика

- *Автоматика противоаварийного управления ПАА* обеспечивает специальное управление при тяжелых системных авариях (при нарушении устойчивости, коротких замыканиях).
- *Релейная защита,* обеспечивает защиту оборудования от повреждений при авариях. Для задания программы ее действия рассчитываются тяжелые режимы.

Функциональная автоматика

Функциональная автоматика призвана **децентрализовать** управление очень сложным объектом, каким является крупный блок ТЭС. Без такой декомпозиции процесс управления становится необозримым.

Каждая функциональная система имеет свои цели и является локальной системой автоматики. Примерный перечень функциональных систем крупного блока включает 21 систему. Оперативно-диспетчерский персонал контролирует работу этих систем.

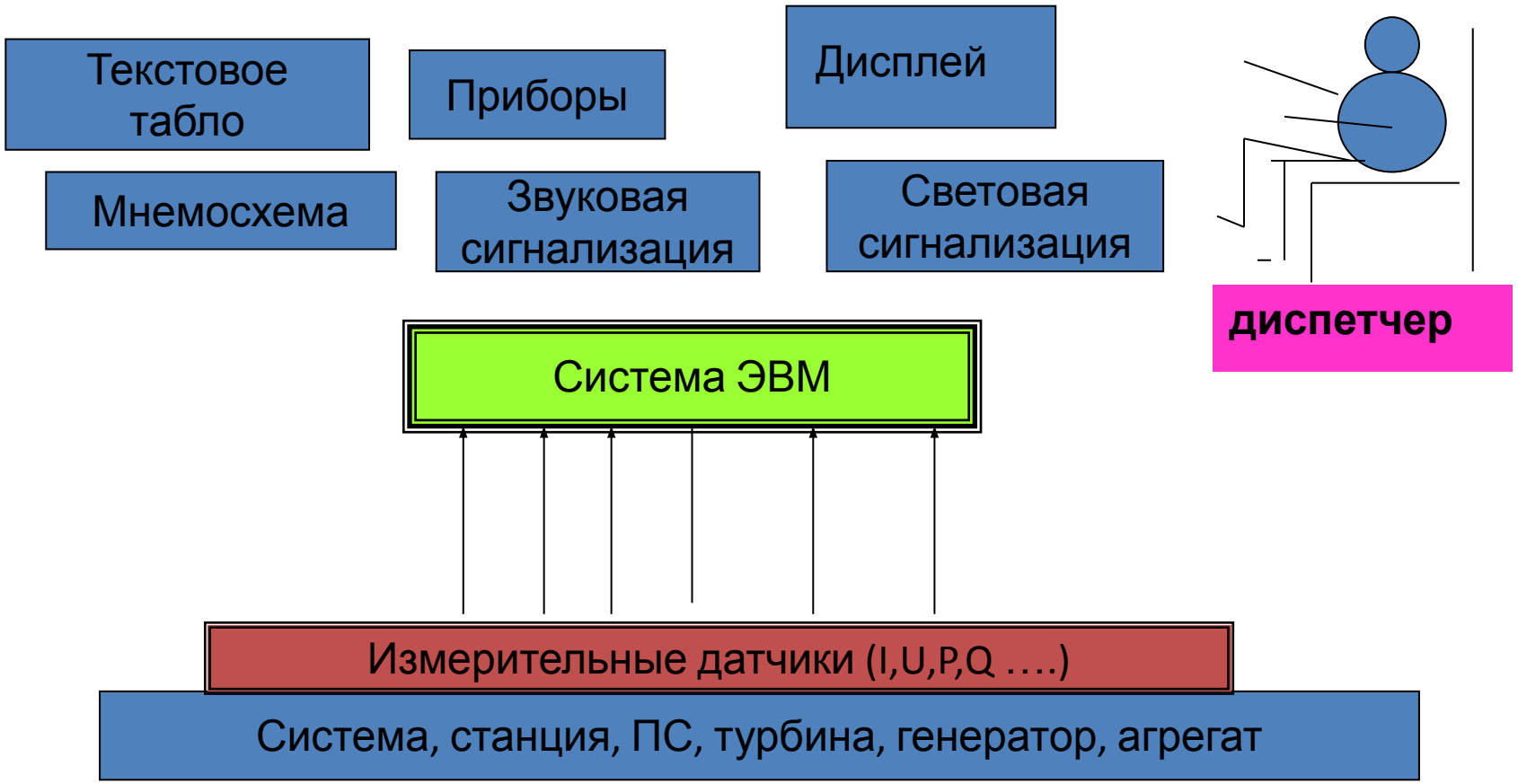
- *На ТЭС имеется функциональная автоматика*
- *Котлов,*
- *Турбин,*
- *Генераторов,*
- *Трансформаторов ,*
- *Агрегатов СН и т.д.*

Автоматизированные системы управления АСУ

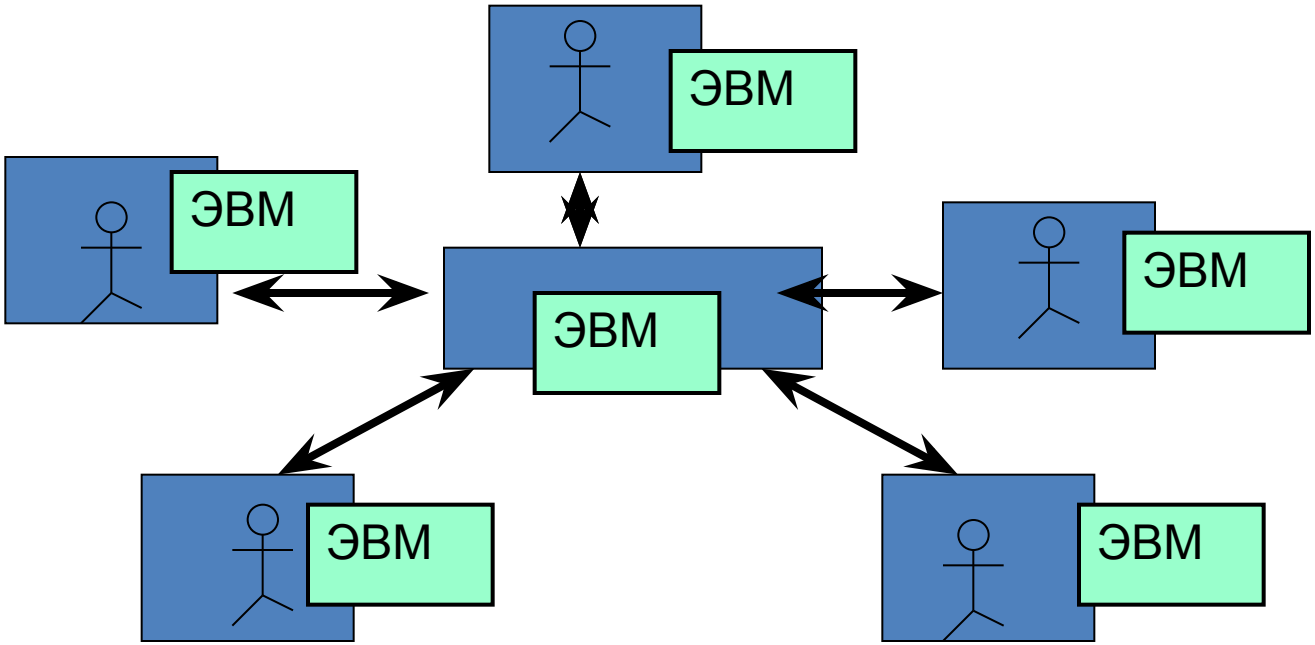
Будем понимать под автоматизированной системой управления (АСУ) человеко - машинную систему, обеспечивающую автоматизированный сбор и обработку информации, необходимой для управления.

- Различают два вида АСУ.
- В АСУП (автоматизированных системах управления производством) решаются задачи производственно-хозяйственного содержания.
- В АСУ ТП (автоматизированных системах технологического процесса) решаются задачи управления технологическим процессом станций, подстанций, блоков ТЭС, агрегатов, систем, машин, механизмов.

АСУ ТП **АСДУ**


Текстовое табло
Приборы
Дисплей
Мнемосхема
Звуковая сигнализация
Световая сигнализация
диспетчер
Система ЭВМ
Измерительные датчики (I,U,P,Q ….)
Система, станция, ПС, турбина, генератор, агрегат

АСУ предприятия



Структурные части АСУ

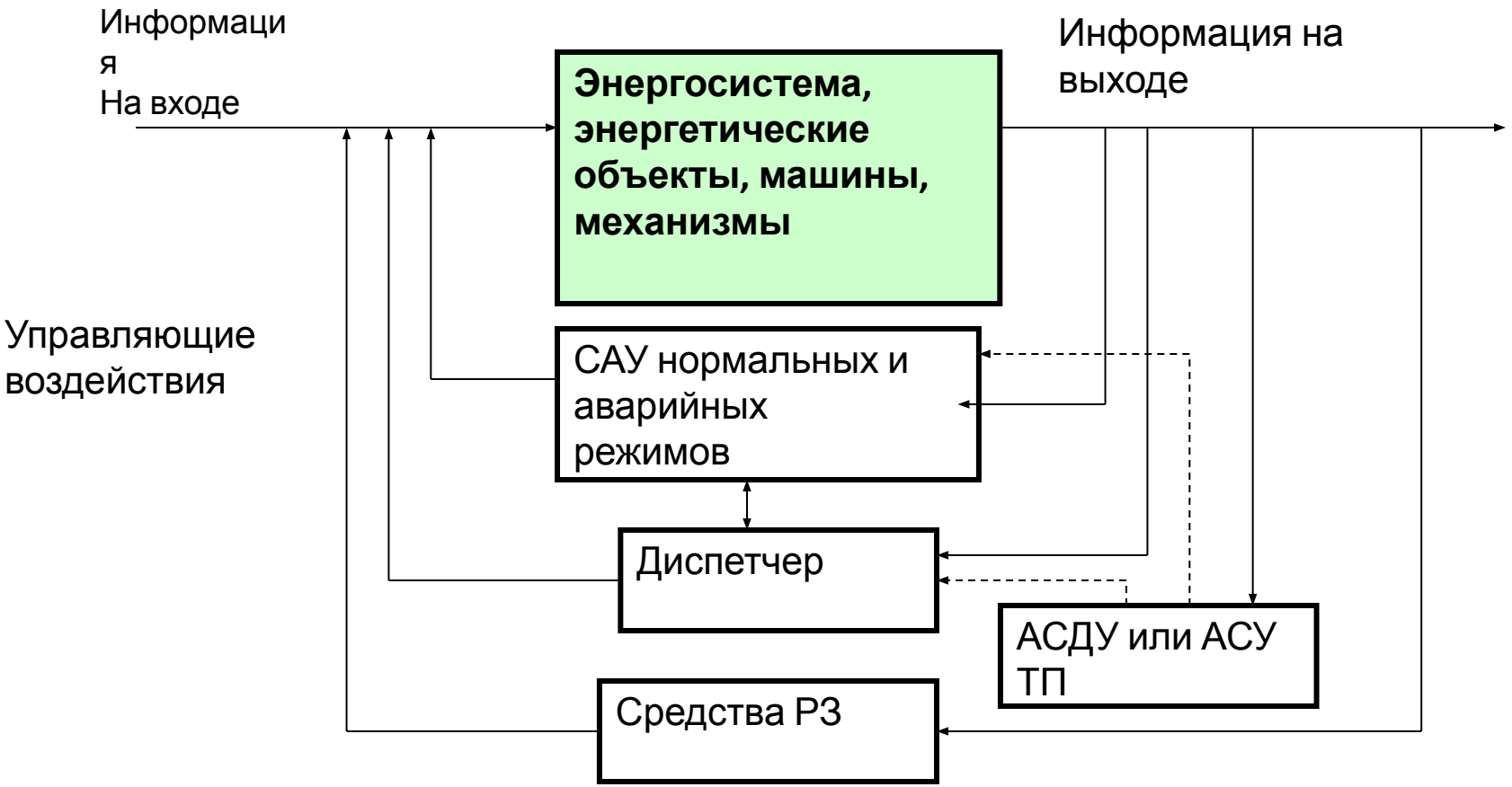
- **Техническое обеспечение**
- ЭВМ
- Средства сбора информации с датчиков и от человека
- Средства отображения информации(дисплей, мнемосхема, цифровые приборы, звуковая сигнализация)
- Технические средства воздействия на машины и механизмы
- Технические средства общения человека с ЭВМ

- **Информационное обеспечение**
- Сбор информации
- Обработка информации
- Хранение информации
- **Математическое обеспечение**- внутреннее и внешнее

АСУ-

это очень совершенная компьютерная система управление

Схема средств и систем управления режимами



Принципы действия различных систем управления.

- Систем управления много
- 1.Функциональный принцип
- Каждая система выполняет определенные функции
- САУ – управление нормальными режимами в темпе процесса
- ПАА – управление аварийными режимами в темпе процесса
- Диспетчер – оперативное управление
- РЗА – защита оборудования
- АСУ- расчет программ дествия

2.Программы управления

- Каждая система имеет свою программу управления, которая может изменяться человеком
- Программа включает заданную функцию, контролируемые параметры, допустиые границы
- Имеется иерархия систем управления, которая зависит от величин контролируемых параметров

3.Локальный контур управления КУ

- КУ связан с параметрами выхода Y
- КУ связан с параметрами входа X
- Имеет обратную связь Y –X.

4.Элементная база

Устройства аналогового типа,

Устройства дискретного типа,

Число- импульсные устройства

Микропроцессоры

Системы и средства управления обеспечивают:

бесперебойность,

надежность,

качество,

экономичность

Вопросы к контрорльной рабюоте

1. Кто и как подает команду на пуск агрегата?.Какие средства управления используются? Что при этом происходит на агрегате ?
2. Кто и как подает команду на загрузку агрегата?.Какие средства управления используются ?
3. Если агрегат работает в нормальном режиме, то как контролируется его работа?
4. Если требуется снизить мощность агрегата, то кто и какие предпринимает действия ? Какие средства управления используются ?
5. Выявляется утяжеленный режим по току статора. Кто и какие предпринимает действия ?
6. Если ток статора превысил допустимую величину, то кто и какие предпринимает действия ? Какие средства управления используются ?
7. Если в системе произошло нарушение устойчивости и требуется остановка агрегата, то кто и какие предпринимает действия ?

Потребители электрической энергии

Потребители

Электроприемники

Графики нагрузки потребителей и энергосистем

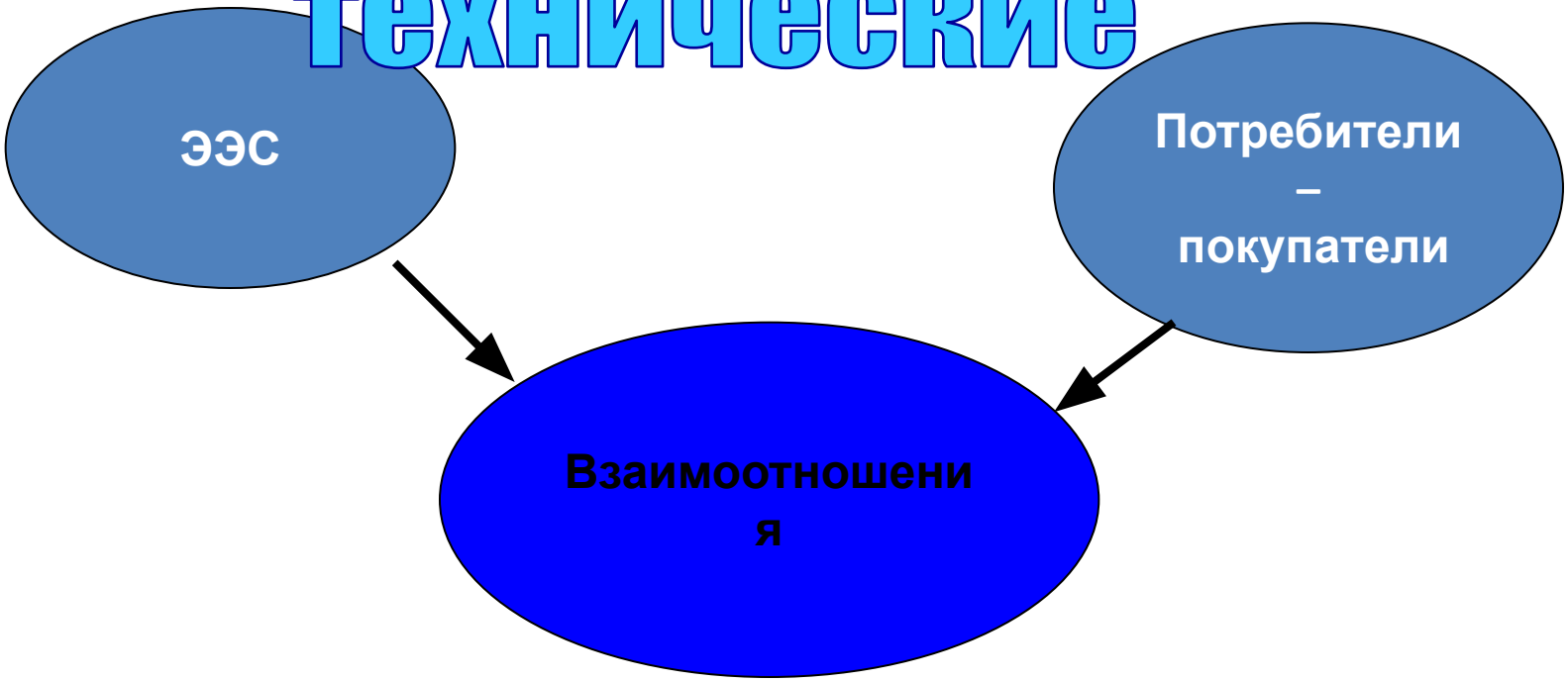
Прогнозирование нагрузки и электропотребления

Цели изучения потребителей

- Технические
- Влияние на режим ЭЭС, станций, сетей
- **Интегральные свойства**
- Затраты

- Коммерческие
- товар и услуги для потребителей-покупателей
- Цены и тарифы
- Взаимоотношения
- ***Индивидуальные Свойства – досье на покупателя***

Цели. Коммерческие+ технические



Свойства потребителей в ЭЭС

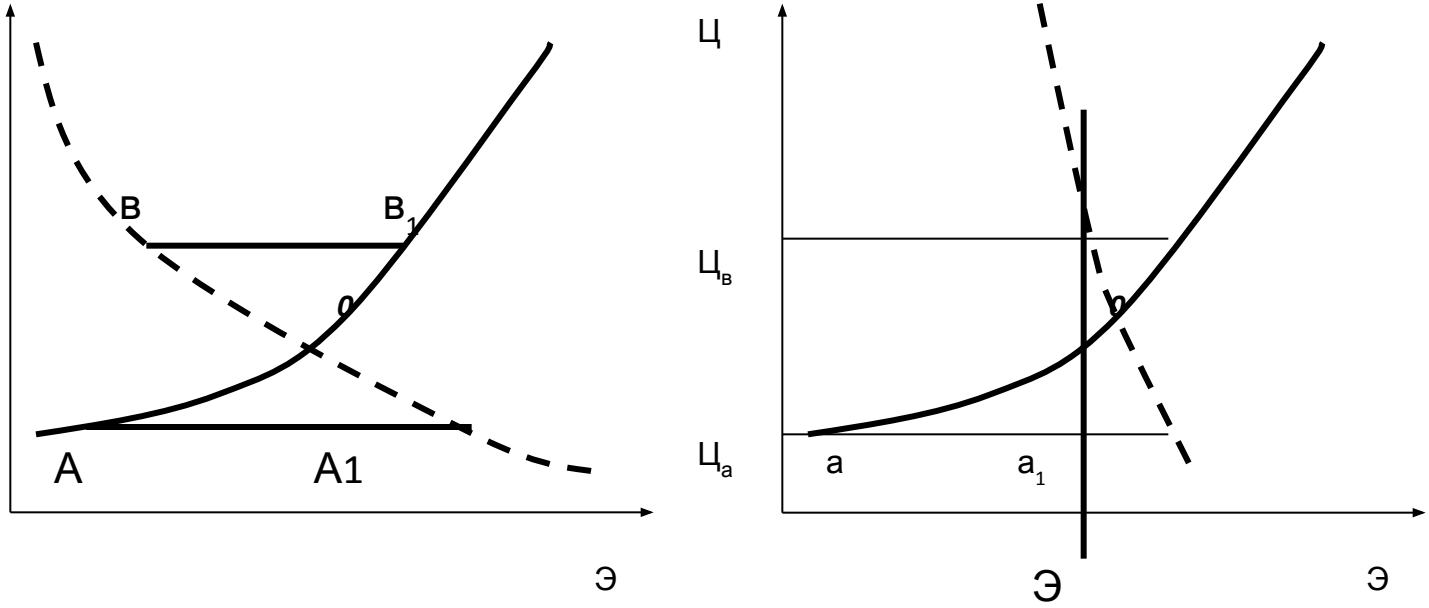
- Влияние на энергетические балансы
- Влияние на режим ЭЭС, станций и электрических сетей
- Влияние на развитие мощностей станций и сетей
- Требования к надежности электроснабжения
- Требования к качеству электроэнергии

Интегральное влияние

Спрос потребителей электроэнергии

- График нагрузки потребителя **P(t),**
- Электропотребление **Э(t)** на определенных интервалах времени (за сутки, месяц, год, несколько лет).
- Спрос зависит не только от особенностей работы электроприемников, но и от рыночных факторов.
- Спрос это одна из главных составляющих рыночных отношений в энергетике
- **Задача изучения потребителей – их спрос на мощность и выработку электроэнергии приобрела сейчас большую актуальность**

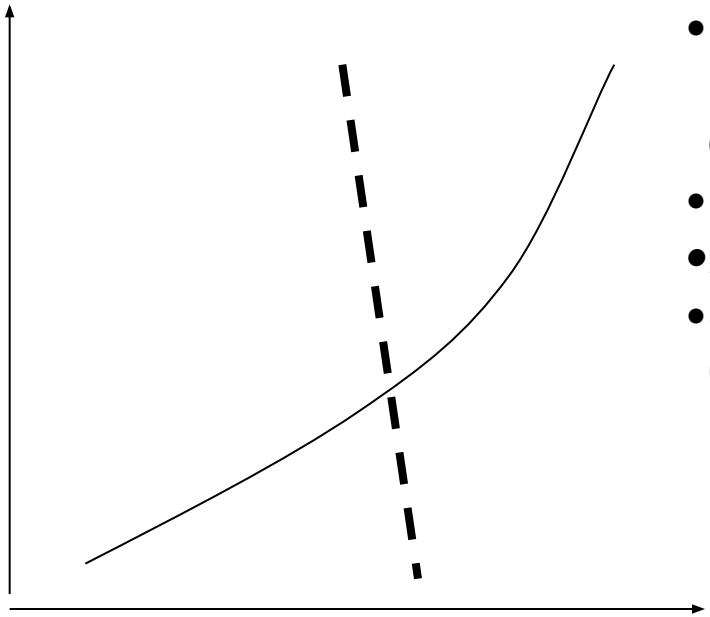
Ценовое регулирование на рынке



Цены устанавливаются на сутки и большие пероды

- Равновесной цены по существу не бывает
- В-В1 – фиксированная цена. Расточительное использование электроэнергии.
- А-А1 – фиксированная цена . Дефицит энергии.
- Характеристика спроса не эластична и при любой цене электропотребление примерно постоянно.

Кривая спроса в энергетике не эластична



- Рынок электроэнергии в основном монопольный или олигопольный
- Нет рыночного регулирования цены,
- ***Цены постоянно растут,***
- Энергетические компании получают большие прибыли и сверхприбыли

В связи с этим имеется государственный механизм ограничения и регулирование цен

Потребитель ?

- Потребителем может быть:
- ·**физическое лицо, отдельный человек**. Изучать данные для всего населения невозможно. Приходится рассматривать эту категорию, как совокупного потребителя по определенной территории (город, регион, село, страна,….);
- ·**объект производства** (промышленное предприятие, больница, школа…);
- ·**отрасль потребления и производства** (промышленность, сельское хозяйство, электрифицированный железнодорожный транспорт, строительство, коммунально-бытовая сфера потребления).
- ·**Регион или другая административно - территориальная единица** (страна, область, город, село..).

Структура потребления электроэнергии и мощности по стране.

Наименование отрасли	Потребление электроэнергии
Промышленность ↓	**40…50**
Сельское хозяйство ↓	10
Транспорт ↑	8
Бытовое потребление ↑	20
Потери ↑	10

Промышленность

Структура потребления в ЭЭС нестабильная

основной потребитель

Электроприемники

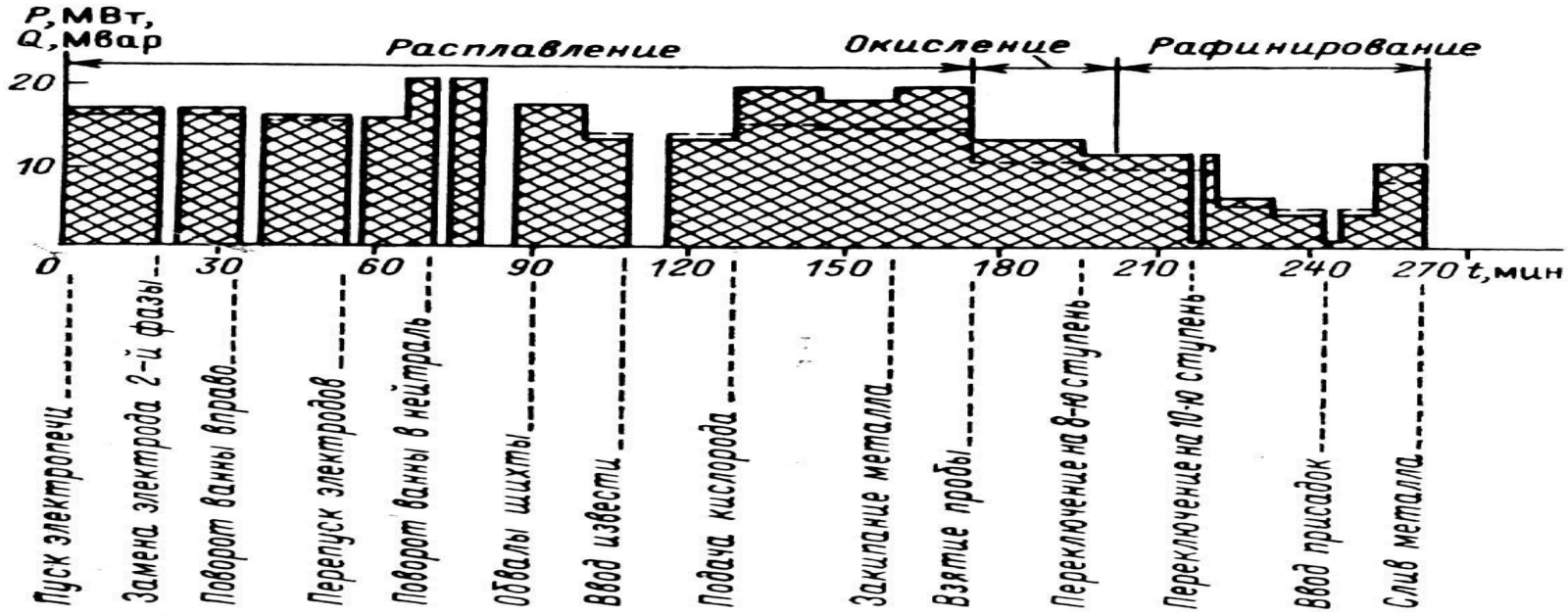
- **Электроприемники преобразуют электрическую энергию в механическую, световую, тепловую, химическую, в энергию электростатических и электромагнитных полей.**
- электродвигатели,
- электротермические установки,
- электрохимические установки, установки электроосвещения,
- установки электромагнитных и электростатических полей,
- электрофильтры, устройства искровой обработки,
- устройства контроля и испытания изделий (рентгеновские аппараты, установки ультразвука).

Совокупность электроприемников - электропотребитель

Режим потребителей значительно различается

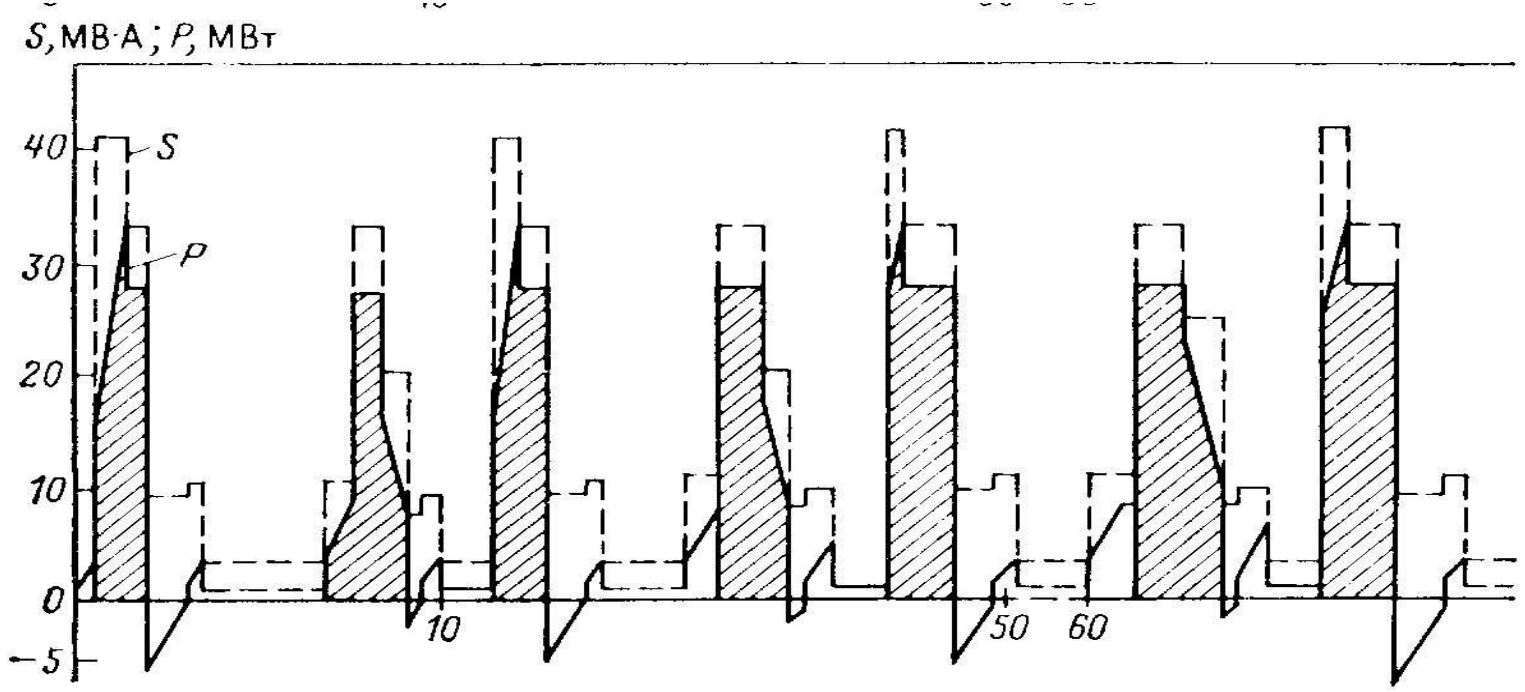
- Имеются типовые группы
- Потребители по разному влияют на режим системы и эксплуатационные издержки
- В настоящее время имеется примерно 100 видов коммерческих соглашений с потребителями
- Тарифы очень грубо учитывают свойства потребителей

Дуговая сталеплавильная печь



- Резкопеременный режим по активной и реактивной мощности
- Высокие требования к качеству напряжения
- Высокие требования к надежности

Прокатный стан



- 5000 электроприемников
- Цикл проката от сек.до нескольких минут
- Колебания нагрузки вызывают колебания частоты и напряжения
- Высокие требования к надежности

Графики нагрузки потребителей.

- Мощность нагрузки обычно представляется графиком нагрузки P(t), а электропотребление равно Э = $\int$ P (t) dt.
- Режим нагрузки представляется в виде суточных недельных, месячных и годовых графиков нагрузки:
- • Рсут(t), t - номер расчетного интервала, дискретность которого меняется от нескольких минут до нескольких часов;
- • Рнед(t), - дискретность интервала времени – сутки,
- • Рмес(t) - дискретность расчетного интервала также сутки,
- • Ргод(t) – дискретность расчетного интервала равна месяцу.
- **Режим нагрузки может также представляться и в многолетнем разрезе**

Типовые графики нагрузки потребителей

- Режим и графики нагрузки потребителей чрезвычайно разнообразны.
- Для трехсменных предприятий нагрузки достаточно стабильны. Это угледобыча, нефтепереработка, черная металлургия, торфоразработка, цллюлозно-бумажное производство, цветная металлургия и др.
- Двухсменные предприятия имеют ночной провал нагрузки. Это ремонтно-механическое, деревообрабатывающее, пищевая и легкая промышленность и др.
- Односменные производства имеют наибольшую нагрузку в период работы смены и неравномерность их графика выше, чем в предыдущих случаях.
- Бытовая нагрузка определяется как средняя плюс случайные изменения:Р быт= Р быт. ср + Р быт. случ В некоторых энергосистемах бытовое потребление электроэнергии составляет 20-30% и вызывает большую неравномерность режима потребления во времени.График нагрузки имеет два максимума- утренний и вечерний

Примеры типовых графиков нагрузки

- Односменные предприятия практически ночью не работают.
- Самую большую неравномерность имеют коммунально-бытовые потребители

Изучение нагрузки потребителей

- Изучение процессов во времени – за сутки, неделю, месяцы год. Это требуется для планирования режимов системы и для договорных условий ЭЭС и потребителей.
- Изучение параметров нагрузки – обычно для влияния на тарифы.

Параметры режима потребителей по мощности и электропотреблению

- *Влияние на затраты на топливо.*

  1.Величина электроэнергии, потребленная за рассматриваемый период – Эпотр, квт.ч.
- 2. Номинальное (максимально возможное) значение электропотребления данного потребителя – Эном, квт.ч.
- *3.* Величина электроэнергии за определенную смену

- *Влияние на затраты по содержанию, обслуживанию, использованию мощности.*
- 4. Максимальная активная мощность предприятия за расчетный период - Рмакс, квт,
- 5. Активная мощность в период прохождения максимума нагрузки системы - Рмакс.ээс, квт.
- 6. Минимальная активная мощность предприятия за расчетный период – Рмин, квт.
- 7. Номинальная активная мощность предприятия - Рном, квт.
- *8.* Диапазон регулирования мощности за рассматриваемый период - Ррег=Рмакс-Рмин, квт.

Параметры режима потребителей по мощности и электропотреблению

- *Влияние на затраты на регулирование мощности и на кпд установки.*
- 9. Среднеквадратичное изменение нагрузок предприятия.
- 10. Предельное колебание нагрузок.
- 11. Случайное изменение нагрузок в период максимума системы – Рслуч, квт.

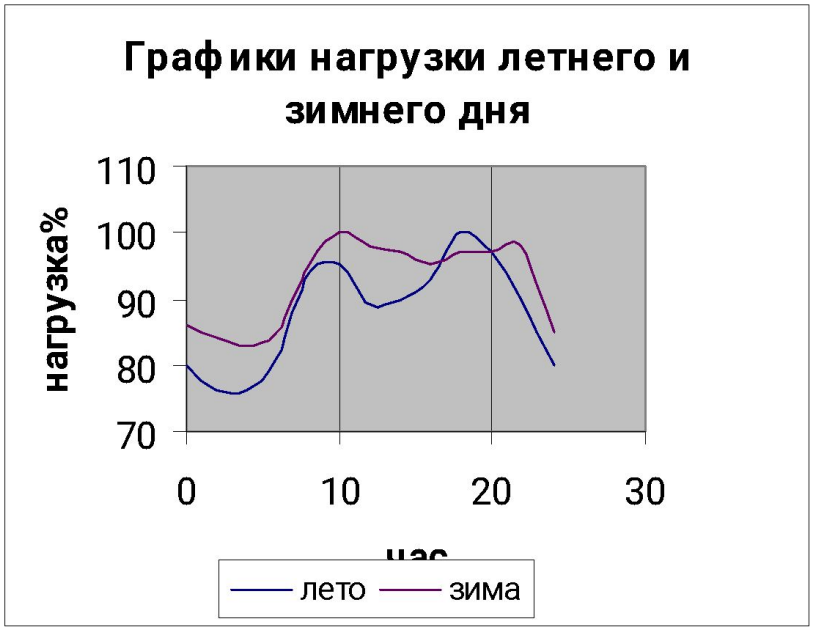
12. Потребление реактивной энергии также характеризуется рядом показателей, но в данном перечне они не приводятся.

- Состав показателей зависит от режима предприятия и для разных предприятий состав может различаться. Все названные показатели режима влияют на суммарный график нагрузки системы и на ее эксплуатационные затраты, а следовательно имеют экономические оценки.

Изучаются только часть параметров

- Для расчета тарифов
- Для заключения индивидуальных договоров
- Для введения специальных программ (энергосбережения, управления спроса, освоения новой продукции и др.)

Графики нагрузки энергосистемы



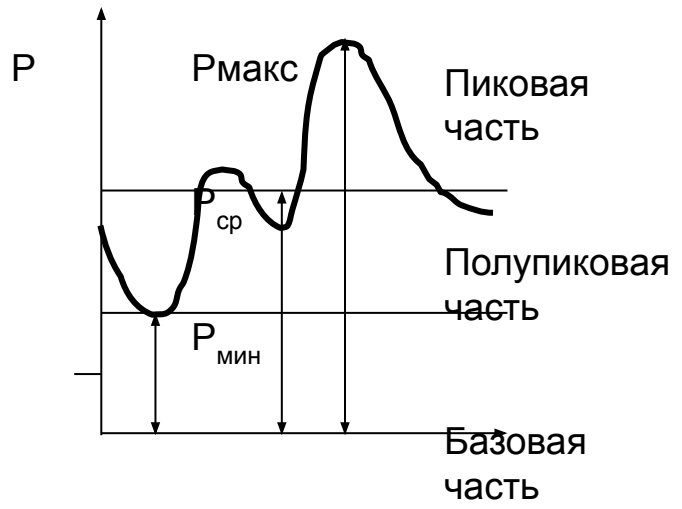
- Конфигурация графика нагрузки имеет большое значение для режима электростанций. Чаще всего графики нагрузки имеют два максимума – утренний и вечерний и два провала - дневной и ночной. Большое влияние на максимальные нагрузки имеет осветительная и бытовая нагрузки, поэтому в летнее время утренний максимум ниже вечернего, а в зимнее наоборот.

Графики нагрузки энергосистемы

– По конфигурации имеются четыре характерных графика нагрузки:

- с утренним максимумом нагрузки,
- с вечерним максимумом нагрузки,
- с одинаковым утренним и вечерним максимумами нагрузки,
- с равномерным режимом без явно выраженного максимума нагрузки.
- . ***Чаще всего графики нагрузки имеют два максимума – утренний и вечерний и два провала - дневной и ночной.***

Режимные зоны суточного графика нагрузки



В пиковой части- работают станции с хорошими регулирующими способностями

- Суточный график имеет три режимные зоны базовую - до Рмин , полупиковую – от Рмин до Рср, пиковую – от Рср. до Рмакс. Электростанции с учетом их технических возможностей размещаются, т.е. несут основную нагрузку, в определенной режимной зоне. В базовой зоне выгодно размещать самые экономичные станции. В полупиковой части станции участвуют в регулировании нагрузки и у них должна быть такая техническая возможность.

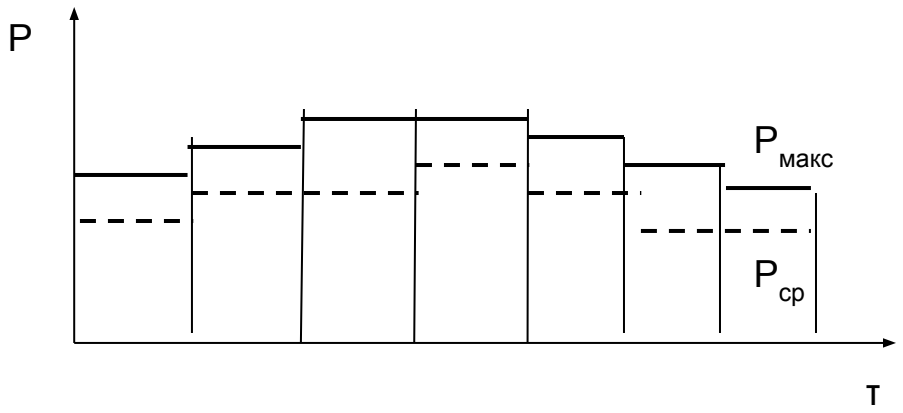
Показатели графиков нагрузки

- Показатели отражают требования к режиму станций. Обычно применяются показатели в относительных единицах. Наиболее характерными являются три показателя:
- · плотность графика нагрузки
  - γ = Р ср/ Р макс – показывает соотношение среднего и максимального режима потребления;
- · неравномерность графика нагрузки
  - β = Р мин /Р макс- показывает требования к регулированию мощностей системы;
- · число часов использования максимальной нагрузки, которое обычно рассчитывается для годового периода
  - Тмакс=Э год / Р макс –показывает использование производственных мощностей электростанций системы.

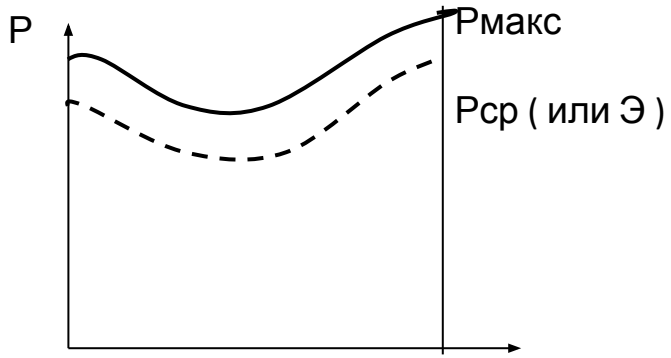
Численные значения показателей графиков нагрузки

- **Показатель плотности γ = 0,4 - 0,9.** Чем больше доля тяжелой промышленности, тем показатель больше. Например, в энергосистемах Центра он равен примерно 0,5. а в энергосистемах Урала 0,8 –0,9.
- **Показатель неравномерности β** показывает, какова величина регулируемой мощности. Если он равен 0,3-0,4, то в системе обязательно должны быть ГЭС или другие станции приспособленные к пиковым нагрузкам..
- **Показатель Тмакс** играет большую роль при выборе структуры установленных мощностей. :
- 1. с малой плотностью нагрузки - Тмакс ≤4000 ч, требуется много регулирующих мощностей;
- 2. со средней плотностью нагрузки 4000 < Тмакс ≤ 6000 ч;
- 3. с высокой плотностью нагрузки Тмакс > 6000 ч.
- *Чем меньше величина Тмакс, тем большую долю должны иметь в структуре установленных мощностей ГЭС и ГТС.*

Недельные и годовые графики нагрузки.



Пон Втор. Среда… Четв. Пятн. Суб. Воскр.



- Эти графики нагрузки используются для проведения ремонтов, осмотров и др. мероприятий, которые проводятся при снижении нагрузки потребителей

Использование графиков нагрузки

Суточный ГН	Недельный ГН	Годовой ГН
-Оперативное планирование и регулирование балансов электрической энергии и мощности с заблаговременностью от минут до нескольких суток. -Регулирование отношений купли-продажи	-Определение готовности работы оборудования. -Управление режимами с учетом недельной неравномерности нагрузки. -Проведение текущих ремонтов, осмотров, ревизий.	•Планирование: •озяйственной деятельности, •капитальных ремонтов •-обеспечения топливом. •-Водно - энергетическое регулирование ресурсов ГЭС. -товарно- ценовой деятельности.

Заключение

- Управление режимами ведется по ГН ЭЭС
- ГН ЭЭС зависят от структуры нагрузки потребителей.
- Структура генерирующих мощностей при проектировании ЭЭС всегда выбирается с учетом ГН ЭЭС

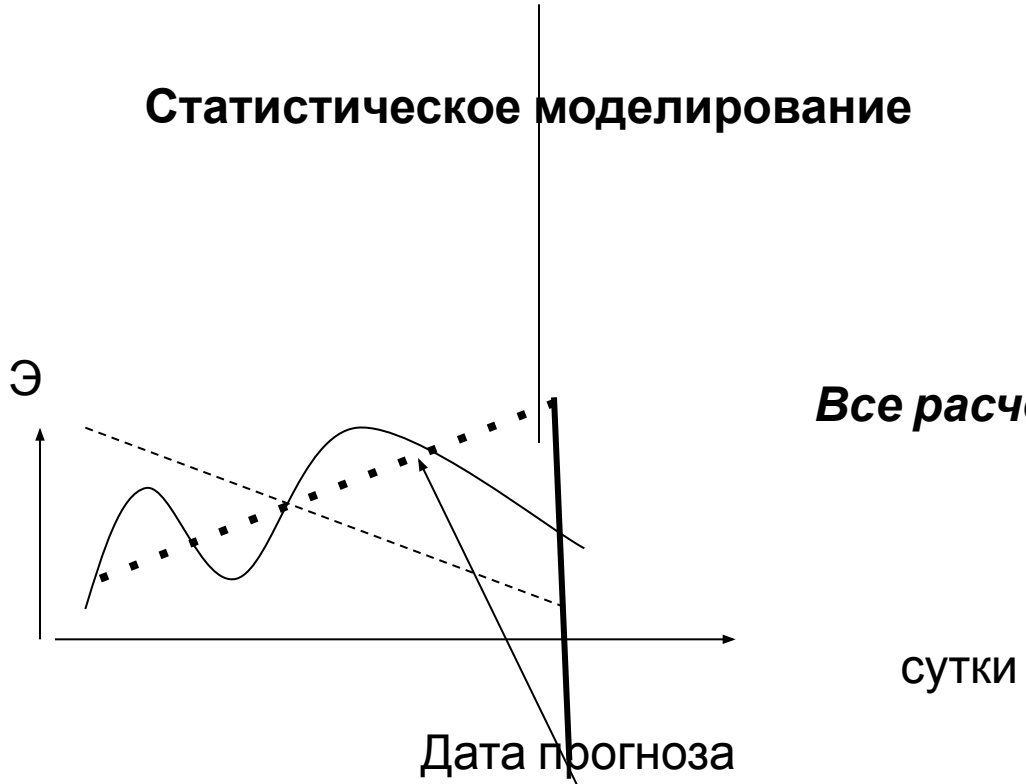
Пояснения к курсовому проекту

1.Выбор статистики- используются данные за предшествующий месяц от заданной даты расчетов.

2. Подготовка информации для расчетов:

- выбираются данные за рабочие дни,
- Рассчитываются значения суточной выработки электроэнергии Э,
- Анализируется процесс Э(t),
- Выбирается ретроспективный период для устойчивого процесса Э (t) ,
- Исключаются выбросы данных за этот период
- Результат –информация за период ретроспекции, которая используется для статистических моделей.

Статистическое моделирование



Все расчеты ведутся в Excel

1.Построение статистических характеристик за период ретроспекции.

- Подбирается уравнение регрессии для Э(t).
- Строится осредненный график нагрузки P(t) за период ретроспекции.
- Рассчитывается осредненная температура воздуха за период ретроспекции.

Прогнозирование нагрузки и электропотребления

Задачи прогнозирования

Методы прогнозирования

Задачи прогнозирования

- **Объект**: система, генерирующая компания, сетевая компания, зона электроснабжения, отдельные потребители, тарифные группы потребителей, отрасли производства и пр.
- **Прогноз**.
- Нагрузка с упреждением от часа до года
- Электропотребления с упреждением от часа до года
- Потери мощности и энергии
- Реализации энергии
- Прибыль
- и др.

Прогнозирование- это самостоятельный раздел в управлении энергетикой

Без прогнозов

нельзя управлять энергетическими системами

и предприятиями

План и прогноз

- Планы принимаются на основе прогнозов.
- Виды планов разнообразны
- Модель прогнозирования основа прогнозов

Модели прогнозирования

- Сейчас преобладают практические (эвристические) модели. Их погрешности 5…15 %
- Для задач технического управления они подавляются.
- Для коммерческих задач эти погрешности велики. Продавцы требуют точных заявок на поупку.
- В энергетике это невозможно

Договорные отношения на куплю – продажу электроэнергии

- На региональном рынке на месяц – год
- На свободном оптовом рынке на сутки . За отклонения – штраф.

Требуются математические модели и компьюиерные технологии

Актуальность прогнозов

Время применения эвристических методов закончилось

Методы прогнозирования

- Статистический анализ
- Генетические – временные ряды, регрессионные связи.
- Эвристические
- Экспертные
- Нейронные сети – только начали исследоваться
- Нечеткие модели и др.

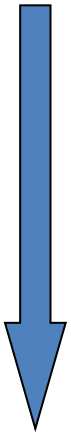
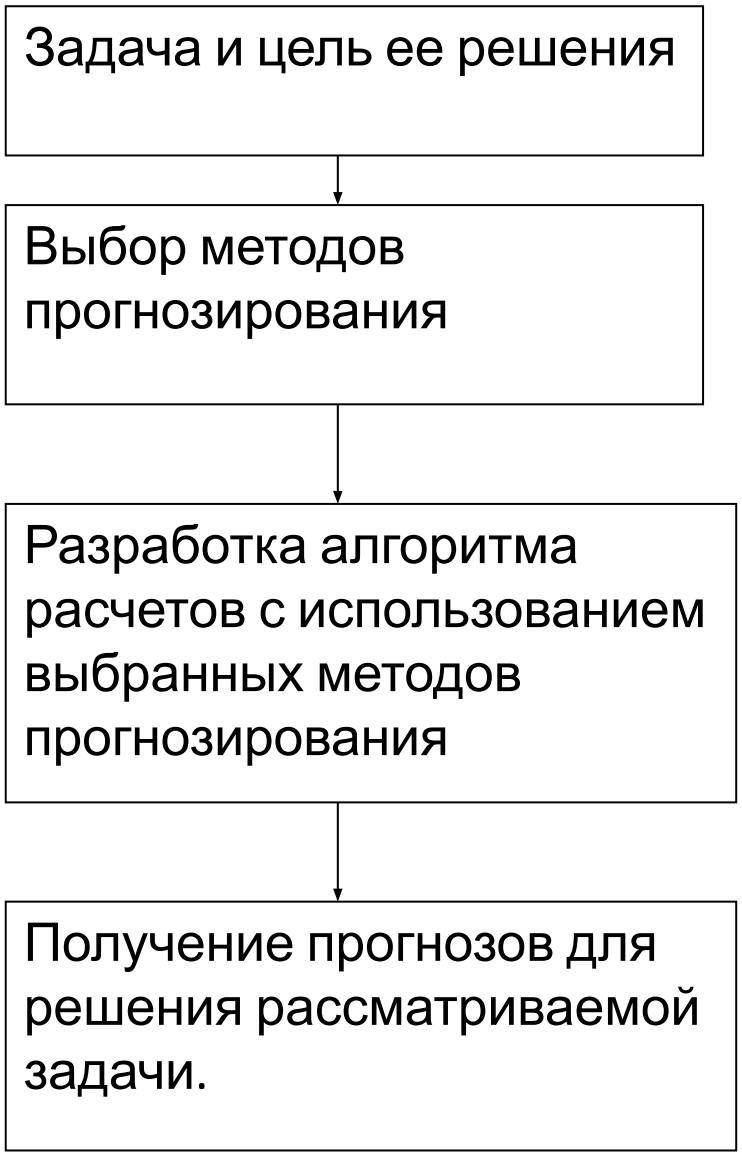
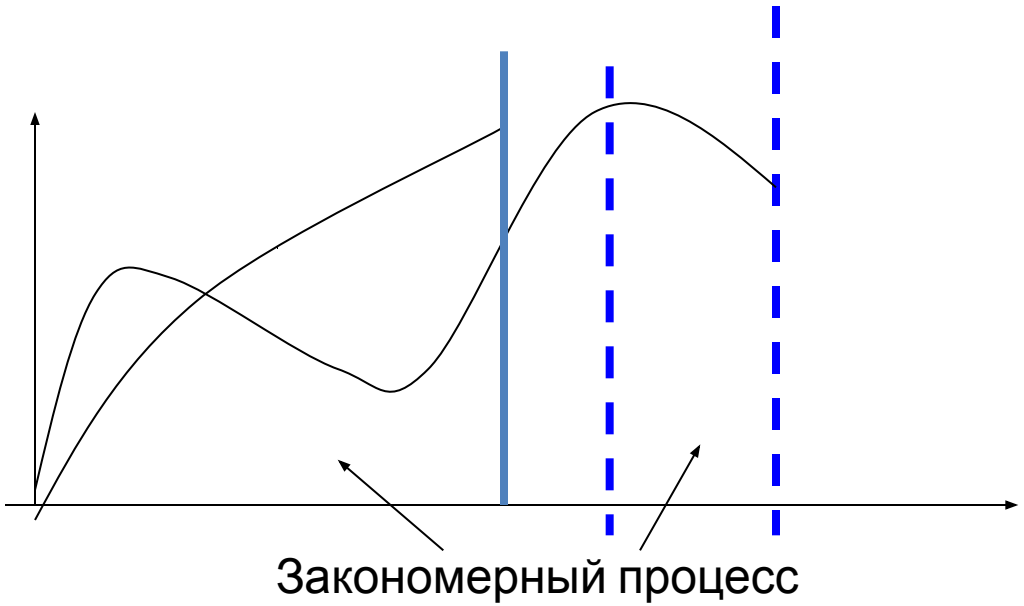


Схема расчета



Процесс

- В условиях неопределенности главное изучить процесс и затем его моделировать



Статистический анализ

- **Статистический анализ проводится по следующим вопросам.**
- Формирование выборки статистической информации из массива данных.
- Приведение данных к однородным свойствам.
- Группировка данных по структурным свойствам процесса.
- Изучение динамики процесса.
- Выбор периода ретроспекции.
- Сглаживание информации - устранение скачков за период ретроспекции.
- Ввод дополнительной информации для повышения достоверности и разработки статистической модели.

Генетические методы прогнозирования

- При устойчивых тенденциях функционирования объекта управления прогнозы основаны на изучении прошлого поведения. Тогда предвидимое явление или процесс имеют свои истоки в прошлом, свое происхождение – генезис. Генетический подход реализуется в основном через экономико-математические модели эконометрики. В энергетике широко распространены регрессионные модели и модели временных рядов, в которых в качестве переменной используется время.

Временные ряды

- Процесс исследуется в зависимости от времени.
- Временной ряд **Y(t1), Y(t2), Y(t3), ….. ,Y(tn).**
- Временной ряд чаще всего представляется в виде трех составляющих:
- • T(t) тренд - устойчивое изменение за период ретроспекции;
- • S(t) - периодическая составляющая, которая дает колебания относительно тренда**.** Часто колебания объясняются сезонностью и эту составляющую называют сезонной;
- • U(t) - случайная нерегулярная компонента
- Модель временного ряда включает все названные компоненты и имеет вид
- ***Y(t)= Tt + St + Ut.***

. Прогноз на момент времени (t + ∆t) определяется как

Y(t+ ∆t) = T (t+ ∆t) + S (t+ ∆t) + U (t + ∆t).

Это статистические модели исследования процесса

Подбор модели временного ряда

- **Каждая составляющая модели отражает определенную сторону моделируемого процесса.**

1. **Выделяется тренд**. Производится сглаживание ряда на определенных интервалах времени (суточных, месячных , годовых). Как правило, для тренда степень полинома не больше второй.

2.Выделяется сезонная составляющая. Сезонность проявляется в виде циклического процесса, моделирование которого можно выполнить с использованием ряда Фурье, т.е. синусоидальными и косинусоидальными функциями, имеющими различные периоды. В общем виде сезонная составляющая

$$St = \Sigma Ai \, Cos (\omega i, t) + \Sigma Bi \, Sin (\omega i, t),$$

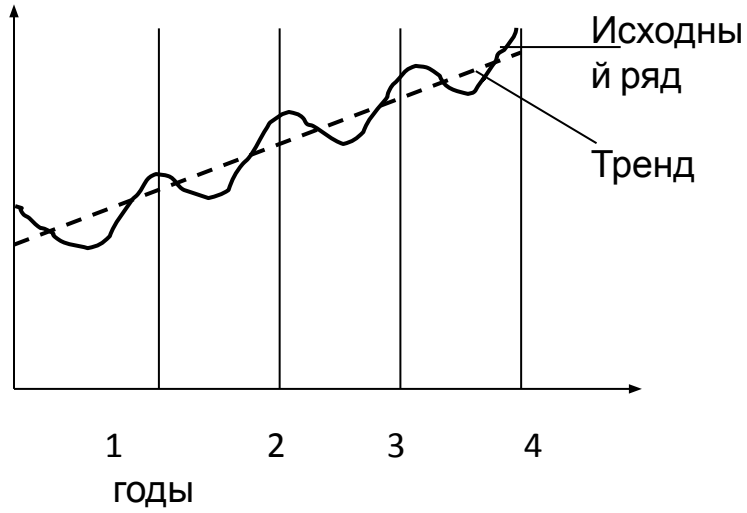
где Ai, Bi-искомые коэффициенты; i-номер гармоники.

3. Выделяются случайные остатки Ut , их частичное описание **It** может рассматриваться как авторегрессия

$$It = a_1 I_{t-1}, a_2 I_{t-2}, \quad , a_k I_{t-k} .$$

4. Определяются погрешность модели e (предельная, средняя, среднеквадратична и др)

Погрешности прогноза.



Прогноз это применение модели для неизвестного будущего.

Если модель правильно отражает

будущее, то погрешности

примерно равны погрешностям

модели. Если будущее

отличается от прошлого, то

погрешности возрастают.

Оцениваются абсолютные погрешности

- **$\Delta Y = Y(t)_{факт} - Y(t)_{прогн}$**

и среднеквадратичные

Погрешности модели и прогноза

*Пример временны*ı*х моделей.*

Прогнозирование годового электропотребления с месячными интервалами дискретности.

Тренд представляется линейной функцией времени

- **T(t)= 61600 + 279 t.**
- **Сезонная составляющая** включает две гармоники - остальные незначимы и
- **S(t) =32140 Sin(0,523 t) + 1500 Cos (0,523 t) -**
- **2860 Sin 1,046t) – 2820 Cos (1,046 t).**
- Тренд и сезонная составляющая отражают регулярные составляющие

- Для стационарного процесса можно исследовать его как процесс авторегрессии. **Модель авторегрессии I (t) = 7.45 I (t-1) + 39.44 I (t-2).**
- После подбора авторегрессии остается составляющая $\varepsilon(t)$, которая не имеет математического описания. Ее называют белым шумом. **Среднеквадратичная погрешность** приведенной модели равна 0,33%. Погрешности прогнозирования – 4,4 %

Регрессионные модели

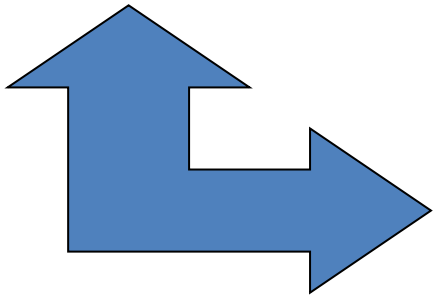
- Аппарат выявления причинно-следственных связей Y(X). Время вырождается в один из аргументов.
- Могут быть однофакторные и множественные регрессии

Прогнозирование сложных процессов

- ***Суточный график нагрузки ЭЭС***
- *Влияющие факторы.*
- *Потребители и их графики нагрузки- большая случайная составляющая,*
- *Метеорологические факторы- большая случайная составляющая,*
- *Потери в сетях- нельзя точно рассчитать,*
- *Изменение частоты системы- случайный процесс,*
- *Изменение напряжения системы-случайный процесс,*

Методы прогнозирования

- Экспертные-разнообразны



- Статистические
- Временные модели,
- Регрессии,
- нейронные, фильтры и др.

Необходимо сочетание

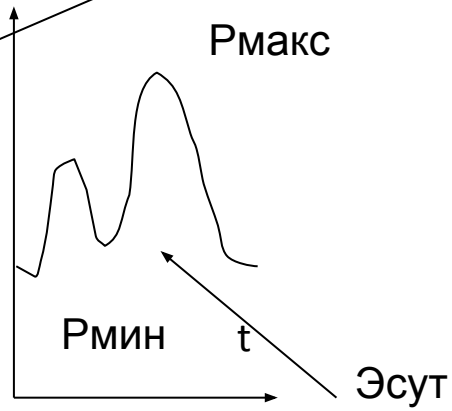
Прогнозирование суточного графика нагрузки

Статистический прогноз электропотребления **Эсут**

Статистический прогноз **Рмакс**

Статистический прогноз **Рмин**

Прогноз **P(t)** отн.ед .ед



Прогноз суточного графика нагрузки.

Поправки эксперта

Использование прогнозов Э и Р

- **Технические задачи.**
- Определение режима станций
- Определение режима эл. сетей.
- Мероприятия по надежности.
- Проведение ремонтов

- **Экономические задачи**
- Оптимизация режимов
- Определение себестоимости
- Определение закупок топлива

Коммерческие задачи

- Определение возможных объемов продажи и покупки по всей номенклатуре товаров и услуг.
- Взаимоотношения с потребителями
- Взаимоотношения между генерирующими и сетевыми предприятиями системы
- Взаимоотношения ЭЭС с оптовым рынком
- Тарифная политика

Заключение по теме

- **Потребители предопределяют требования к электроснабжению.**
  - Рабочая мощность системы, выработка электроэнергии, режим электростанций и сетей все определяется режимом потребителей.
  - Нагрузка потребителей может меняться в широком диапазоне, имеет большую случайную составляющую, может быть регулярной и не регулярной, изменяться быстро и медленно и пр. Все это влияет на технические задачи управления режимами и на коммерческие аспекты взаимоотношений энергоснабжающей организации с потребителями.
  - Рыночные отношения в энергетике выдвигают новые требования к изучению режима потребителей и к его оценке при торгово-денежных отношениях на рынке.
  - Данные о требованиях потребителей к балансам мощности и энергии требуют большой и регулярной работы по сбору статистической информации , разработке моделей прогнозирования, методов планирования. и управления режимами.

КП 1

- Прогнозирование графика нагрузки на заданную дату
- Используется осредненный график нагрузки за период ретроспекции выбранного прианализе процесса Ррет(t). Для него определяется регрессия суточной выработки электроэнергии.
- Прогнозируется суточная выработка электроэнергии.
- Вносятся поправка на прогноз температуры.
- ***Методика расчетов дается в «Методичке»***

Эксплуатационные свойства агрегатов и электростанций

- Режимные свойства
- Экономические оценки параметров режима
- Роль ГЭС в системе

Параметрические свойства мощности

- Различные виды мощности имеют параметрическое содержание.
- . Параметры мощности имеют техническую и экономическую ценность
- . Эксплуатационные издержек для них различаются, а соответственно меняется и их цена.

Параметры мощности

- ***Установленная мощность станции*** это электрическая мощность генераторов. Она определяется при проектировании, исходя из потребностей энергосистемы, в которой она будет использоваться. ***Установленная мощность агрегата*** - это номинальная мощность, указанная в паспорте агрегата.
- Установленная мощность турбины, котла это их паспортная номинальная мощность, которая определяет их максимальную производительность.
- Для агрегатов ТЭС она постоянная.
- Для агрегатов ГЭС установленная мощность турбины зависит от того напора, с которым работает агрегат, поскольку расход воды агрегата также зависит от напора.

Параметры использования мощности

- ***Располагаемая мощность агрегата и станции*** – мощность, которая может использоваться в рассматриваемый период. Располагаемая мощность может быть меньше установленной, если имеются ограничения мощности, т.е. имеется *связанная* мощность Рсвяз, которая не может быть получена.
- Следовательно,
- Р расп = Р уст - Р связ

- ***Рабочая мощность*** - это мощность, с которой агрегат или станция работают в течении рассматриваемый периода времени или которая планируется для работы. Рабочая мощность не превышает располагаемую.
- ***Резервная мощность*** – это мощность, предназначенная для различных резервов, которые необходимо иметь для обеспечения надежного энергоснабжению и поддержания качества

Ограничения мощности-

- ***Разрывы мощности*** Ограничения мощности могут быть вызваны различными причинами: аварийный простой агрегатов, ремонты, модернизация, техническое состояние агрегатов (износ, неполадки), плохое качество топлива (высокая влажность, зольность, сернистость), нарушение технологических нормативов(качество питательной воды, величина вакуума турбин и котлов)
- . На ГЭС связанная мощность может быть в периоды напора при пропуска паводка (за счет снижения напора).

- ***Ограничения мощности при использовании станций в системе***.
- Ограничения минимальной мощности ТЭС, по требованиям теплофикации
- Ограничения минимальной мощности ГЭС, по требованиям водопользователей и водопотребителей
- Могут быть ограничения на максимальную мощность, среднюю и пр.

Особенности параметрических свойств мощности ГЭС

- ***Вытесняющая мощность***. Мощность ГЭС зависит от регулирования речного стока и водности года (приточности). Определение установленной мощности производится для условий гарантированной выработки электроэнергии, т.е. выработки электроэнергии расчетного **маловодного года**.
- ***Сезонная мощность*** В годы повышенной водности по сравнению с расчетным маловодным периодом ГЭС может давать большую мощность. Поэтому обычно установленная мощность ГЭС больше вытесняющей. Эта дополнительная мощность является дублирующей - такая же величина мощности установлена на ТЭС. Сезонная мощность используется при наличии водных ресурсов, но она не гарантирована. Она может использоваться в соответствии с требованиями системы в виде рабочей или резервной мощности.

Структура мощности ГЭС

- Установленная мощность ГЭС
- Руст.гэс = Р выт + Р сез,
- а выработка электроэнергии ГЭС
- Эгэс = Э гар + Э сез,
- где Рвыт, Рсез – вытесняющая и сезонная мощности, а Эгар, Эсез- гарантированная и сезонная выработка электроэнергии.
- Почти все гидростанции имеют сезонные составляющие мощности и выработки электроэнергии. Например, Красноярской ГЭС имеет установленную мощность 6400 Мвт, гарантированную составляющую мощности 1300 МВт, а сезонную – 5100. Установленная мощность, Новосибирской ГЭС равна 500 МВт, гарантированная 130 и сезонная 370 МВт соответственно. Только при многолетнем регулировании стока (Братская ГЭС, Усть-Илимская и др.) вся мощность является вытесняющей.

Экономическая значимость гарантированных и сезонных составляющих мощности различна

Эксплуатационные свойства станций,

- . В основном станции характеризуют пять свойств.
- 1.Предельные параметры по мощности: номинальная мощность Рном, минимальная допустимая мощность Рдоп. мин, максимальная допустимая мощность Рдоп.мах. Рабочая мощность станции должна удовлетворять условию:
- Рдоп.мин $\leq$ Рраб $\leq$ Рдоп.мах
- 2. Регулирующие способности станции - быстрый набор и сброс нагрузки в автоматическом режиме.
- 3. Маневренность станции – время пуска и останова агрегатов и их загрузка (разгрузка) при росте или снижении нагрузки потребителей.
- 4. Надежность работы станции.
- 5. Экономичность работы.

Допустимые минимальные мощности станции

- **режимные ограничения**
- Минимальные мощности на ТЭЦ определяются потреблением тепла в виде горячей воды и пара. При этом режим ТЭЦ и их теплофикационных агрегатов имеет вынужденную электрическую мощность, которую называют теплофикационной мощностью.

- **технические причины**
- Для блоков, КЭС они зависят от вида и качества топлива. Диапазон нагрузок для блоков, работающих на мазуте и газе, составляет примерно 50% от максимальной нагрузки, на угле с сухим шлакоудалением - 40%, с жидким - 20 %.. Главным образом эти ограничения связаны с устойчивостью факела горения котла. При подаче топлива в котел ниже определенной величины факел горения может погаснуть.

Нагрузочный диапазон мощности

- Чем больше величина нагрузочного диапазона, тем большие возможности имеет станция по регулированию мощности ЭЭС
- Ограничивающим звеном на ТЭС обычно является турбина.
- Для ГЭС технический нагрузочный диапазон составляет 0…100%
- . Для большинства ГЭС имеются режимные ограничения по их минимальной мощности. Причинами этого могут быть требования судоходства к уровням в нижнего бьефе, или требования водозаборных сооружений и др.

Маневренность оборудования электростанций.

- Маневренность агрегатов определяется его пусковыми свойствами, которые включают:
- длительность пуска,
- длительность набора нагрузки до номинальной,
- расход энергонасителя на пуск (пусковой расход).

- Время растопки котлов составляет примерно 1 - 5 час. Набор нагрузки до полной составляет тоже час или более. Для турбины прогрев паропровода перед пуском занимает 1,5 часа и больше. Длительность набора нагрузки турбины – 1-2 час. Указанные значения зависят от параметров котлов и турбин. Маневренные свойства оборудования ТЭС ограничиваются разнообразными техническими условиями. Нарушение их может привести к аварии и потому недопустимо.
-

Маневренные свойства моноблоков 160 , 200 и 300 МВт, работающих на пылеугольном топливе

- . продолжительность пуска существенно зависит от длительности простоя перед пуском.
- Блок из холодного состояния пускается за 8-9 час, причем загружается он 5-6 час.
- После простоя равного 6-10 час. блок уже пускается за 3 час. Причем половина этого времени идет на его загрузку.
- Для турбин существует и минимальное время простоя, раньше которого турбина не может быть пущена. Для различных турбин это время составляет 2 - 12 час.

ПУСКОВЫЕ РАСХОДЫ

Состояние блока	Мощность блока, МВт			
	100	160	200	300
Холодное	30	50	60	150
Простой - сутки	21	40	60	100
Простой – 8-10 час.	8	25	30	80

Если остановка оборудования происходит на длительное время, то пусковые расходы нелинейно зависят от времени простоя.

В понятие “ пусковые расходы “ следует включать не только расход энергоресурса, но и дополнительную загрузку оперативно-диспетчерского персонала, и снижение надежности агрегатов при пуско-остановочных операциях.

Гидроэлектростанции по сравнению с тепловыми станцями, имеют ряд неоспоримых преимуществ.

1. Гидроэлектростанции вытесняют из баланса ТЭС и это дает большую экономию органического топлива, причем в основном, газо – мазутного, поскольку они работают в пиковой части графика нагрузки.

- 2. Себестоимость производства электроэнергии на ГЭС в 5 – 10 раз меньшая, чем на ТЭС. Это объясняется отсутствием затрат на приобретение и хранение топлива, меньшими расходами электроэнергии на собственные нужды станции (примерно на порядок), низким процентом амортизационных отчислений, меньшими затратами на проведение всех видов ремонтов. Более высокой производительностью труды, меньшими удельными показателями численности обслуживающего персонала и др.
- 3. ГЭС работает в переменной части графика нагрузки и позволяет работать тепловым станциям в полупике и базе графика нагрузки. Это дает экономию топлива и повышает надежность тепловых станций.
- 4. ГЭС играет большую роль в управлении Объединенными и Единой энергосистемами. Она является оперативным резервом, на ней установлены комплексы противоаварийной автоматики и другой системной автоматики.

Преимущества ГЭС

- 5 ГЭС являются специальным источником реактивной мощности. Агрегаты гидростанций легко переводятся из режима генератора в режим синхронного компенсатора и обратно, и это позволяет иметь в системе мобильный и достаточно крупный источник реактивной мощности.
- 6. ГЭС повышают надежность водохозяйственных систем, обеспечивая их работу необходимыми водными ресурсами в катастрофически маловодные годы.
- 7. ГЭС по – сравнению с другими станциями является экологически чистым объектом. Нет загрязнения окружающей среды и штрафов за превышение установленных норм допустимого загрязнения.
- 8. ГЭС является «комфортным» объектом для обслуживающего персонала.

Недостатки ГЭС

- 1.Большая капиталоемкость в период строительства
- 2.Длительные сроки сооружения.
- 3. Невозможно представить, что инвестиции в сооружение ГЭС, которое длится 10 –15 лет обеспечивает отдельная компания.
- 4. Все ГЭС России построены за счет государственных средств.
- 5. В Европе использовано 85% гидроэнергетического потенциала всех рек Европы, в Америке – 60%, в Европейской части России – 80%, в азиатской части России использовано только 15% выгодного гидроэнергетического потенциала

Заключение

- Режимные возможности электростанций зависят от их эксплуатационных свойств,которые определены при создании оборудования.
- При управлении режимами агрегаты используются в соответствии со своими возможностями, что учитывается ограничениями.
- Ниболее универсальными возможностями обладают гидроагрегаты.
- Режимные возможности агрегатов ТЭС могут существенно различаться. Могут быть агрегаты с хорошими регулирующими свойствами и маневренность или наоборот с большими ограничениями по этим свойствам..
- ***Все параметры мощности , энергии, режимные возможности станций имеют экономические оценки. и влияют на цены продажи мощности и электроэнергии . Эти различи особенно важны при дифференциации товара и услуг ЭЭС***

Контрольная работа

- 1.Нарисуйте график нагрузки системы и укажите на нем максимальные и минимальные рабочие мощности всех станций системы. Укажите выработку электроэнергии всех станций и определение средней мощности.
- 2.Что такое установленная и располагаемая мощности станции ? Как они связаны с рабочими мощностями ?
- 3.Что такое резервная мощность станции и как она связана с установленной располагаемой и рабочей мощностью станции ?
- 4.Что такое регулируемая мощность станции, как она определяется ?
- 5.Что такое ограничения мощности станции, от чего они зависят?
- ***Запищите все уравнения связи различных видов мощности.***

Коммерческие задачи

Каждое энергетическое предприятие решает три стандартных проблемы:

- какая продукция (товары и услуги) найдет сбыт на рынке,
- по какой цене ее продавать,
- как построить отношения с покупателями.
- **Все эти вопросы не могут быть решены без глубокой проработки режимных задач**.

Задачи купли-продажи, которые связаны с режимами

- 1 Определение номенклатуры и ассортимента товаров и услуг. Номенклатура товара включает мощность и электроэнергию, Услуги оказываются по поддержанию качества электроэнергии, по надежности, по обслуживанию систем электроснбжения, ремонтам и пр.
- 2.Определение цен. Управление режимами позволяет минимизировать затраты системы. Достигается это за счет оптимального выбора состава работающих агрегатов; оптимального распределения нагрузки между системами, станциями,агрегатами, при минимизации потерь в сетях; при минимизации затрат на резервы и многими другими путями.
- 3. Определение тарифов на оптовом и потребительских рынках.
- 4. Определение типа рынка. Рынок может быть краткосрочный и договорной долгосрочный.

Составление долгосрочно баланса мощности и электроэнергии на ФОРЭМ

- На оптовый рынок электроэнергия поставляется генерирующими компаниями. Генерирующими компаниями могут быть отдельные электростанции или энергосистемы. Покупателями являются энергосистемы или отдельные крупные потребители. Их взаимоотношения определяются на торгах.Имеется несколько задач, связанных с энергетическими балансами. Рассмотрим одну из задач -.

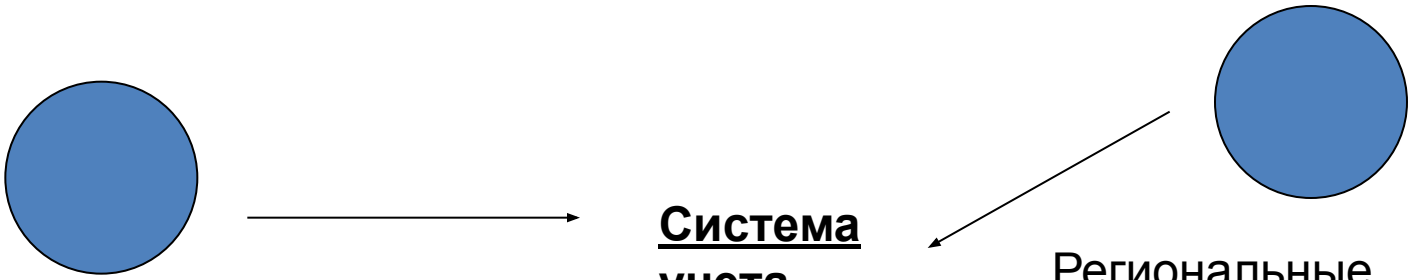
- *Составляется предварительный баланса мощности и энергии*. на основании заявок покупателей всех субъектов ФОРЭМ . Вначале - для ОЭС своего региона. АО – энерго представляют все необходимые сведения для составления баланса.

Затем предварительный баланс по ФОРЭМ.

- *Конкурсный отбор*.
- *Окончательный баланс* для заключения торговых сделок

Принцип взаимоотношений на оптовом рынке

- Оперативный баланс мощностей



Региональные ЭЭС - продавцы

ЭЭС 1- Ц1

ЭЭС2-Ц2>Ц1

ЭЭ3 3 –Ц3>Ц2

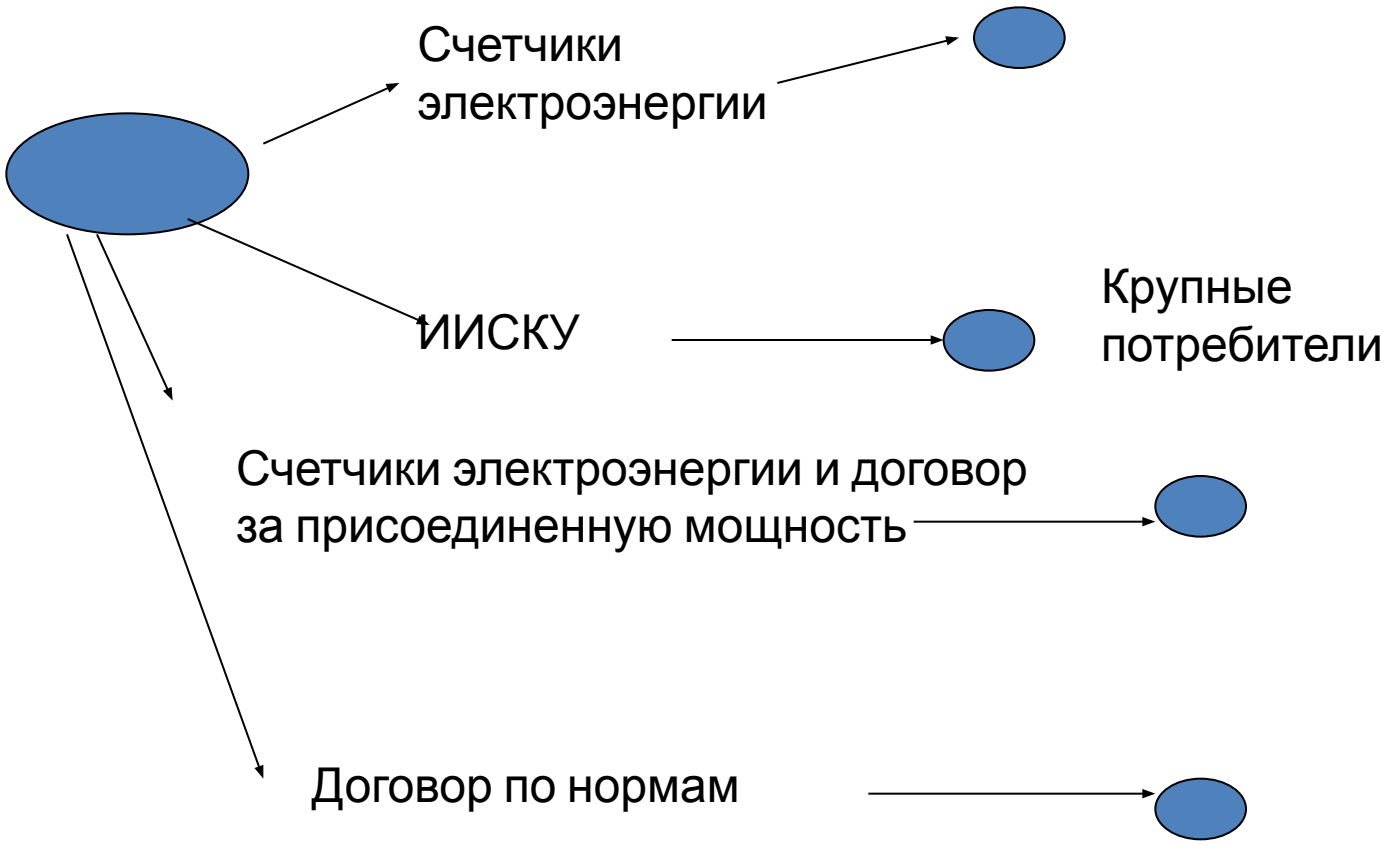
Система учета –

ИИСКУ (Аскуэ)

Региональные ЭЭС – покупатели.

Ц- единая

Принцип взаимоотношений на розничном рынке



Недостатки системы учета

- От системы учета зависит дифференциация тарифов.
- НА региональном рынке она плохая
- Большие хищения, неплатежи
- Перекрестное субсидирование
- ЭСК – монополисты и не заинтересованы в совершенствовании ценовой дифференциации

Экономические отношения между энергокомпаниями, входящими в объединенную ЭЭС

Наиболее эффективной формой взаимодействия энергокомпаний является их добровольное объединение. Примером являются американские пулы. В Нью-Йоркский пул (НП) входит восемь энергокомпаний. Пул имеет контракты с соседними объединениями на покупку - продажу электроэнергии.

НП имеет контракты на куплю продажу электроэнергии и мощности трех видов, для которых составляются энергетические балансы.

Долгосрочные контракты на несколько лет вперед.

Среднесрочные, учитывают реальную обстановку по состоянию энергосистем и потреблению нагрузки. Это

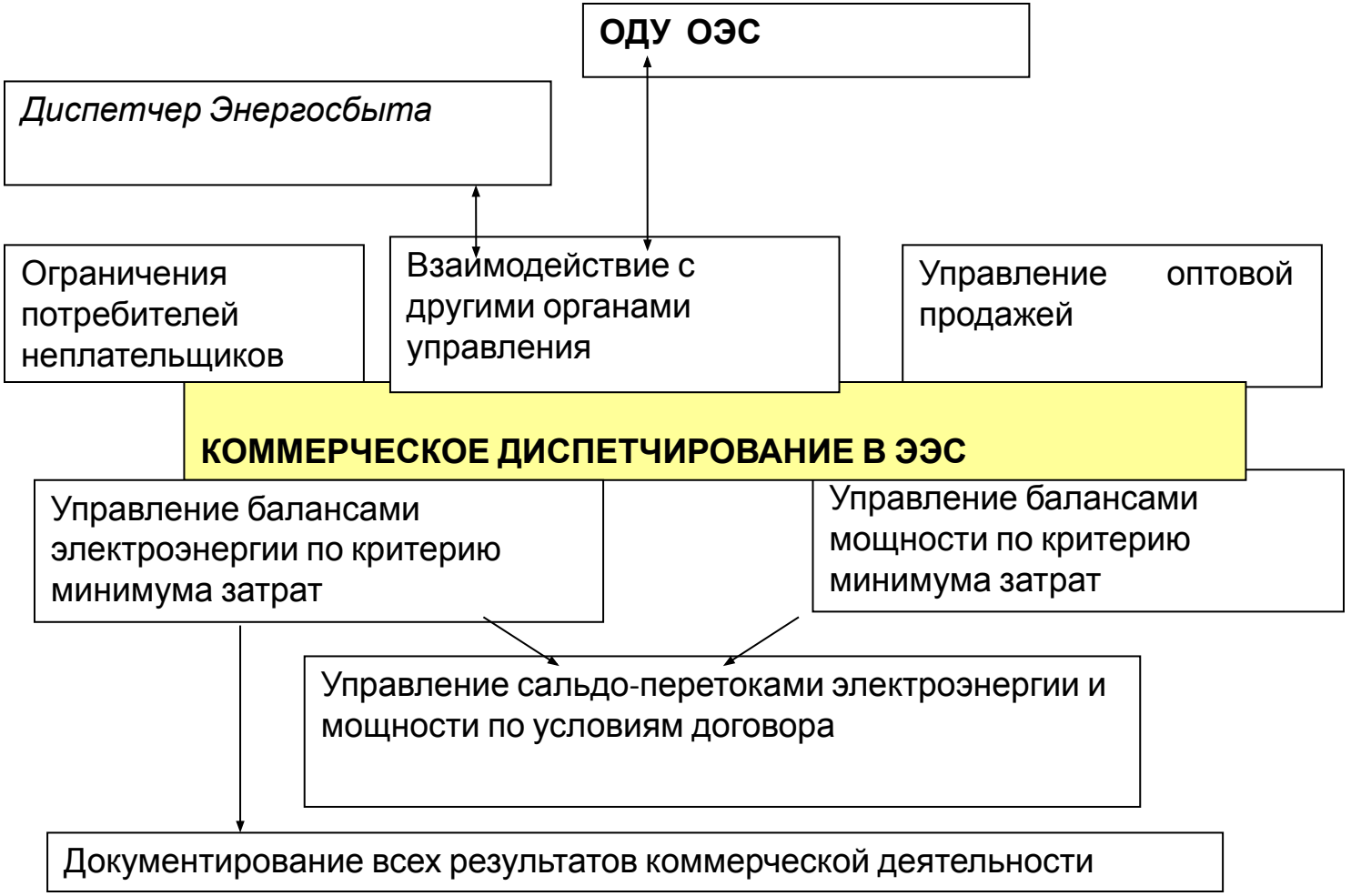
дополнительные поставки (покупка), на которые устанавливаются другие цены. В цене, учитывается реальная себестоимость, номенклатура товара и услуг, вид режима (нормальный или аварийный) и др.

Оперативные - обеспечивающие корректировку сделок

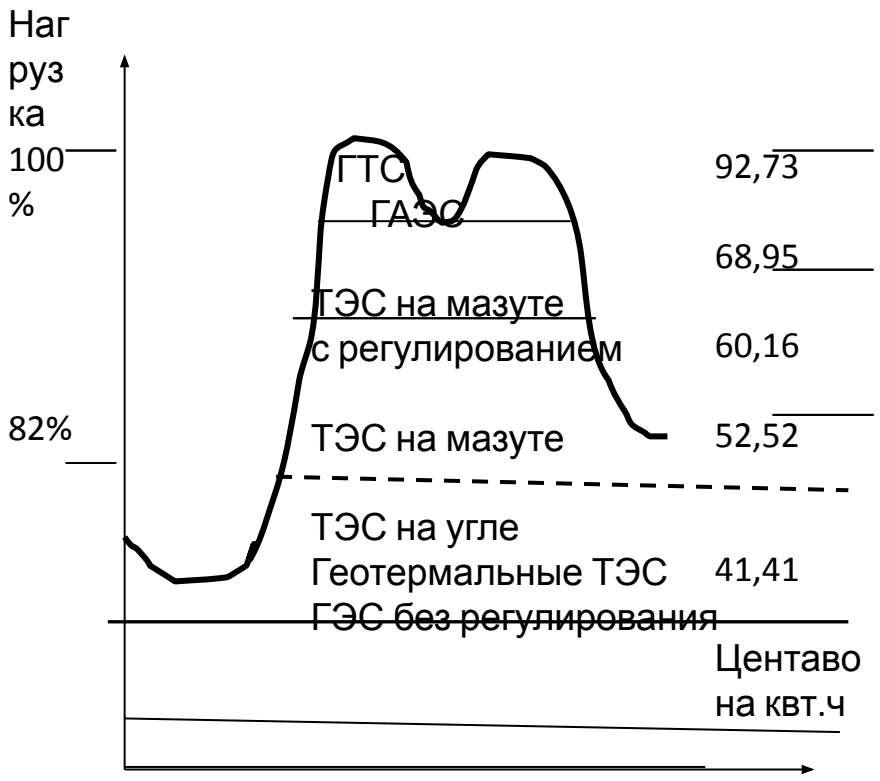
В системе диспетчерского управления (Системного оператора) должен быть коммерческий диспетчер

- Главную роль играет технический диспетчер
- Коммерческий диспетчер – СОВЕТНИК
- Пока коммерческое диспетчирование не сложилось

Коммерческое диспетчирование.



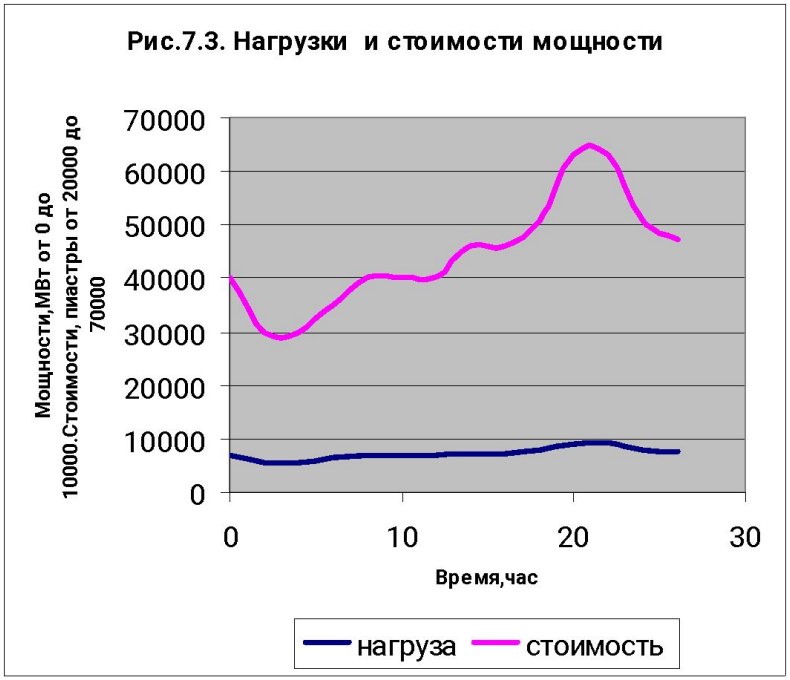
Определение стоимости электроэнергии по зонам графика нагрузки.



Пример для Филиппин

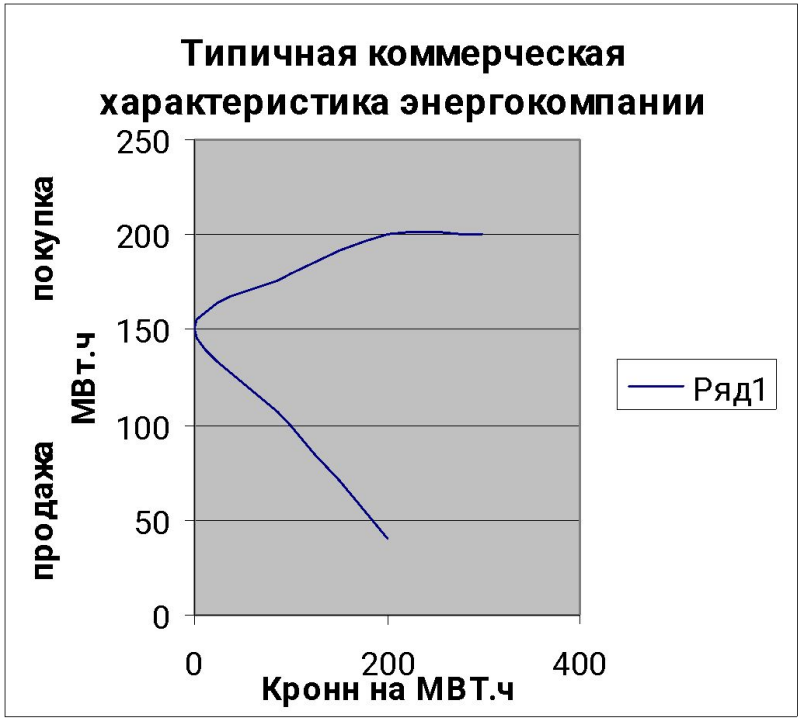
- Потребители, имеющие большую базовую нагрузку, находятся в выгодном положении по отношению к другим. Такой подход стимулирует уплотнение графика нагрузки системы и является выгодным для нее. Меняются также цены для рабочих и выходных дней (примерно на 10%) и по месяцам года (примерно на 15-20 %).. Коммерческое требование сводится к определению затрат по зонам графика нагрузки.

Пример регулирования стоимости для Египта



- Стоимость по времени суток меняется больше, чем в два раза

Оперативная продажа электроэнергии на рынке Скандинавских стран Nordel



- Предусматривается три временных периода взаимоотношений: суточный, недельный, оперативный. На основе суточных балансов предусматривается установление расчетных цен на каждые предстоящие сутки или их часть. Устанавливаются 6-7 значений для рабочего дня и 2 – 3 значения для выходных дней.

Потребители получают информацию о стоимости мощностей системы для каждого часа суток и используют эти данные для регулирования своих графиков нагрузки.

Управление спросом

- Основная программа управления спросом направлена на управление графиком нагрузки потребителей.
- Есть шесть основных видов управления графиком нагрузки потребителей: срезание пика, заполнение провала, сдвиг нагрузки по времени, энергосбережение, поощрение роста нагрузки, регулирование графика нагрузки в зависимости от ситуации в системе.

Энергетическая биржа

- На бирже имеется оператор, который обрабатывает заявки на покупку и продажу.
- Составляется упорядоченная последовательность продаж по их цене
- Покупатели дают свои заявки на покупку и составляется единая упорядоченная заявка на покупку.
- На основе этих заявок формируются торговые взаимоотношения.
- На бирже действуют брокеры, как консультанты торговой сделки между продавцом и покупателем. Брокеры должны иметь высокую грамотность по вопросам товара и его цены и в деталях разбираться в режимных и экономических вопросах.
- В этой задаче коммерческие требования выражаются в составлению качественных балансов и их непрерывных

Коммерческие задачи, связанные с потокораспределением мощностей в сети.

- . Отпускные тарифы определяются ценой продажи мощности станцией или системой и сетевым тарифом. Сетевой тариф зависит от класса напряжения сети, потокораспределения и потерь.

- Определение стоимости продукции (электроэнергии и мощности) электрических станций в узлах подстанций (в узлах нагрузки).
- Определение в узлах ПС затрат на покупку продукции от разных поставщиков и общих затрат по системе.
- Распределение потерь в сетях между поставщиками для определения цены продажи продукции потребителям при заданных балансах мощностей.
- Определение сетевых тарифов.

Сетевые тарифы могут изменить цены на продукцию до 20 – 30 %

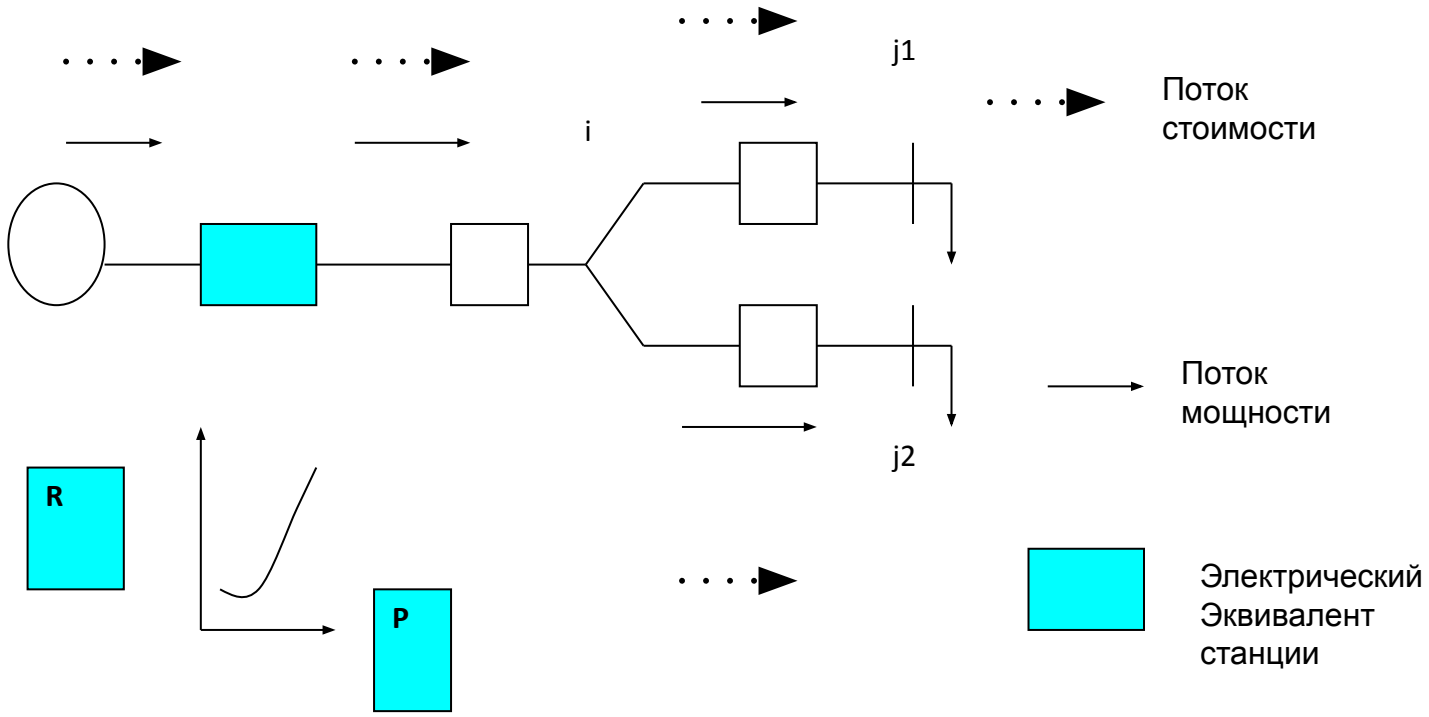
Потери электроэнергии и мощности.

- В высоковольтных сетях составляют до 10% общих издержек.
- При их адресном распределении они могут составлять от 2 до 15% сетевого тариф..
- В генераторных узлах потери влияют на цену товара и, следовательно, на конкурентные преимущества продавца.
- В нагрузочных узлах потери вляют на тариф и выбор продавца.

- Возникают задачи адресного определения сетевых тарифов.
- ***Тпер=к Ис.п ,***
- ***Ис= Иу.п +Ипот,***
- для каждого субъекта *i* необходимо определить

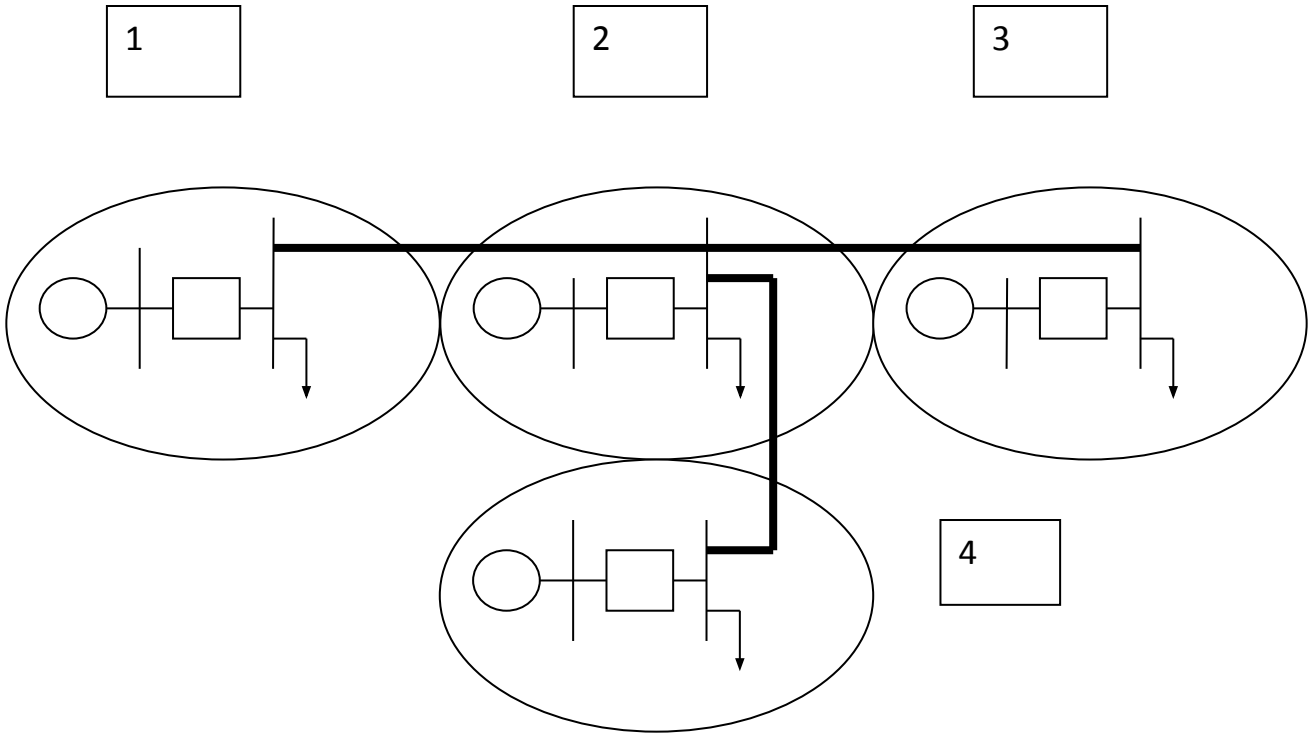
$$Ц_i = К_{1i}\, Иуп_i + К_{2i}\, И\,пот_i + К_{3i}\, Фi,$$

Потоки мощности и потоки стоимости

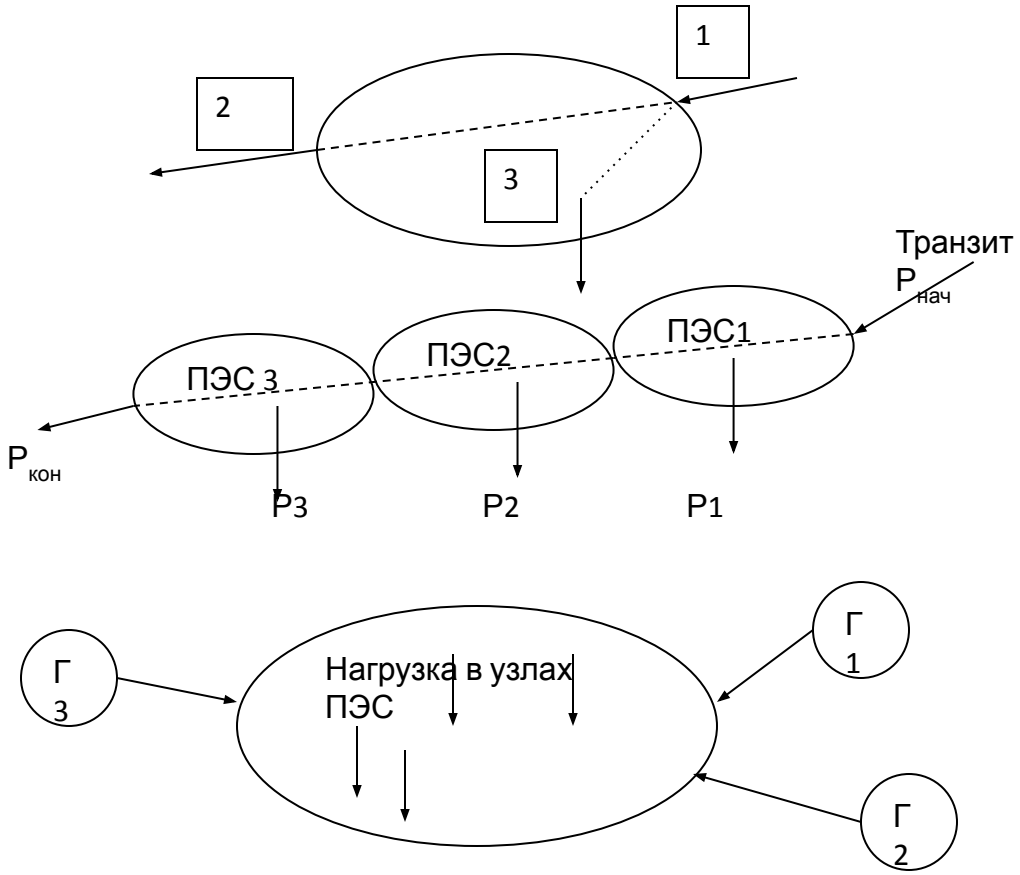


$$S_{ПС} = S_{ст} + S_{сети}$$

Тарифы по зонам электроснабжения



Адресное распределение потерь электроэнергии



- *1. Транзитный транспорт электроэнергии и мощности в границах одного сетевого предприятия*
- *2.Отношения купли продажи между сетевыми предприятиями, осуществляющими транзит электроэнергии и мощности.*
- *3.Адресное распределение потерь ПЭС между узлами нагрузки или генераторными*

Контрольная работа

- Задача. Определить в ЭЭС возможную для продажи электроэнергию на предстоящий месяц
- Дать порядок решения задачи (по пунктам) и очень краткие пояснения.

Заключение

- Приведенные примеры убедительно демонстрируют громадную роль режимных задач, энергетических балансов, оптимизации режимов в управлении коммерческой деятельностью предприятий энергетики.

Энергетические балансы мощности и энергии

На основе энергетических балансов ведется управление технической, экономической и коммерческой деятельности

Три вида энергетических балансов

- Баланс активной мощности

  $\Sigma P_{ген.} = \Sigma P_{нагр} + \Sigma \Delta P_{пот}$,

- Баланс электроэнергии

$\Sigma Э_{ген.} = \Sigma Э_{нагр} + \Sigma \Delta Э_{пот}$,

где Э ген – генерация электроэнергии, Энаг - электропотребление, ΔЭ – потери электроэнергии.

- Баланс реактивной мощности влияет на режим напряжения

Составляющие баланса мощности

Потребность

- 1.Нагрузка потребителей системы
- 2.Передача мощности другие системы
- 3.Необходимый резер мощности
- 4.Потери мощности потребление на собственные нужды
- 5.Итого потребная мощность (1+2+3+4)

- ***Покрытие мощности***
- 6.Рабочая мощность электростанций
- 7.Получение мощности из других систем
- 8.Резервная мощность электростанций
- 9.Итого покрытие нагрузки (6,7,8).

Назначение балансов мощности

- **Планируется** баланс мощности с различной заблаговременностью:
- • на сутки или несколько суток,
- • для среднерабочего и максимального дня месяца
- • для максимальных нагрузок определенного периода.
- **Балансы необходимы:**
- для расчета режима станций
- для расчета режимов электрических сетей,
- для проведения ремонтов оборудования на станция,
- для расчета затрат на эксплуатацию станций и системы,
- для товарно-ценовой стратегии на рынке.

Составляющие баланса электроэнергии

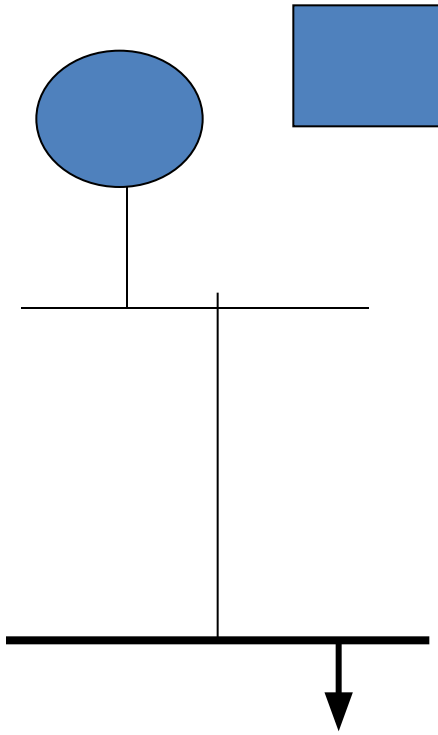
- Балансы электроэнергии составляются для суточных, месячных, годовых периодов.
- Используются три составляющих электроэнергии в системе.

Выработанная электроэнергии всеми станциями за определенный период

Отпущенная с шин станции (учитывается потребление электроэнергии на собственные нужды)

Отпущенная потребителям (учитывается потребление электроэнергии на собственные нужды и потери в сетях)

Баланс энергии у потребителей



Э выр

Шины станции,
Эотп= Эвыр - Эсн

Энергия у потребителей
Э=Э отп - Эвл

Назначение балансов электроэнергии

- **Балансы электроэнергии необходимы**:
- для оценки загруженности производственных мощностей (Тмакс),
- для определения требуемых энергоресурсов,
- для расчета и анализа потерь электроэнергии в сетях,
- для расчета и анализа потребления электроэнергии на собственные нужды ,
- для расчета себестоимости электроэнергии,
- для расчета технико-экономических показателей,
- для организации хозяйственной деятельности ЭЭС.
- для коммерческой деятельности
- **Балансы мощности и энергии взаимосвязаны, поскольку энергия есть интегральный показатель мощности.**

Три вида балансов

1. Равенство «Расходная часть = Приходная часть». Это самобалансирующиеся системы.
- 2. Равенство «Расходная часть > Приходная часть». Это дефицитная система, в которой может быть недостаток мощности в часы максимальных нагрузок, недостаток электроэнергии, недостаток мощности и электроэнергии. Такая система либо ограничивает потребителей, либо покупает электроэнергию на рынке.
- 3. Равенство «Расходная часть < Приходная часть». Это избыточный баланс и в ЭЭС имеются избытки мощности или электроэнергии. Собственные потребители полностью обеспечиваются. Избытки могут продаваться на рынке

Коммерческие взаимоотношения

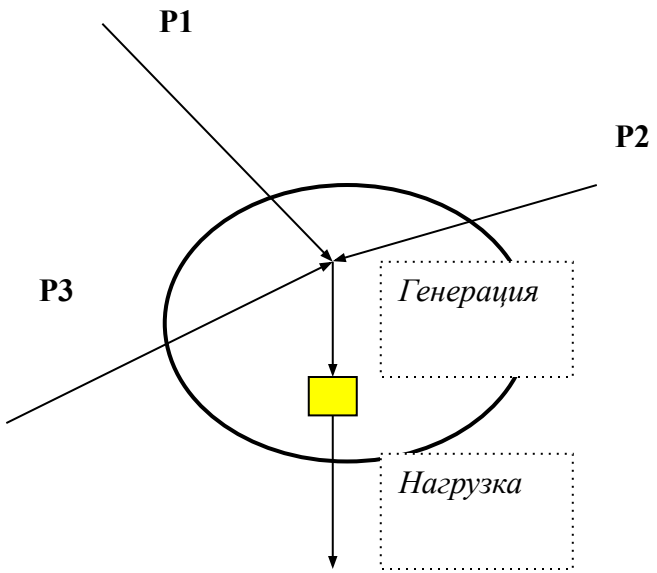
- Ккоммерческие отношения зависят не только от избытке или недостатка мощности и энергии, но и от цен на них на рынке.
- Если в самобалансирующейся системе себестоимость и цена электроэнергии высока, то не исключена покупка более дешевой энергии с другого ранка.
- В избыточной системе энергия может быть продана только при ее востребованности на рынке и главное значение играют цены.
- Балансы должны быть оптимальными, чтобы минимизировать затраты, определяемые на производство и транспорт электроэнергии.
- Задачи и методы оптимизации балансов являются важнейшей частью управления издержками системы и станций.

Понятие сальдо-переток

- **Понятие сальдо перетока связано с коммерческими отношениями**. Это объем торговой сделки по купле-продаже на определенном промежутке времени (сутки, месяц, год).
- Сальдо- переток может определяться по выработке электроэнергии и по мощности

- Величины сальдо - перетоков, определяют объем договорных поставок.
- Если они превышают договорные, то оплата будет проводиться с учетом штрафных санкций за превышение.
- Если сальдо - перетоки меньше, чем договорные величины, то оплата производится полностью за договорную величину и плюс штрафы.

Сальдо-переток покупной энергии с оптового рынка



- P1,P2,P3- покупная мощность с оптового рынка по разным ЛЭП связывающих ЭЭС с сетями оптового рынка.
- $P_{сальдо} = P_1 + P_2 + P_3$

Отклонение от заявки- штрафы

Участие станций в энергетических балансах

- Участие станций в балансе определяется их возможностями, в соответствии с которыми определяется их режим и функции.
- Функции станций в системе различны и они зависят от технических возможностей станций.
- При создании станции уже предполагается ее роль в системе, и в соответствие с этим, выбираются ее параметры и технические решения.

Функции станций в балансах

1. Выдача рабочей мощности и энергии в режиме, который требуют потребители. В суточном графике нагрузке имеются три зоны и рабочая мощность может быть базовой, полупиковой и пиковой.

- 2. Обеспечение резервных мощностей для надежного и бесперебойного электроснабжения. Резерв может быть горячий и холодный. Для покрытия случайных нагрузок предназначен **нагрузочный** (частотный) резерв . Это горячий резерв. **Аварийный** резерв может быть частично горячим, частично холодным. **Ремонтный** резерв устанавливается в том случае, если нельзя провести ремонты без ограничения мощностей у потребителей.
- 3. Необходимо иметь также резерв реактивной мощности.

Функции станций в балансах

- 4. Поддержание качества электроэнергии по частоте;
- 5.Выдача реактивной мощности для обеспечения баланса реактивных мощностей. Практически все станции могут выполнять эту функцию;
- 6. Регулирование напряжения на шинах станции. Все станции выполняют эту функцию.

Все функции должны выполняться экономично

Контрольная работа

- Какие режимные свойства характеризуют станции?
- Как определяется экономичность станций в энергетических балансах ?
- Какие функции требуются от станций в энергетических балансах?

Распределение функций между станциями

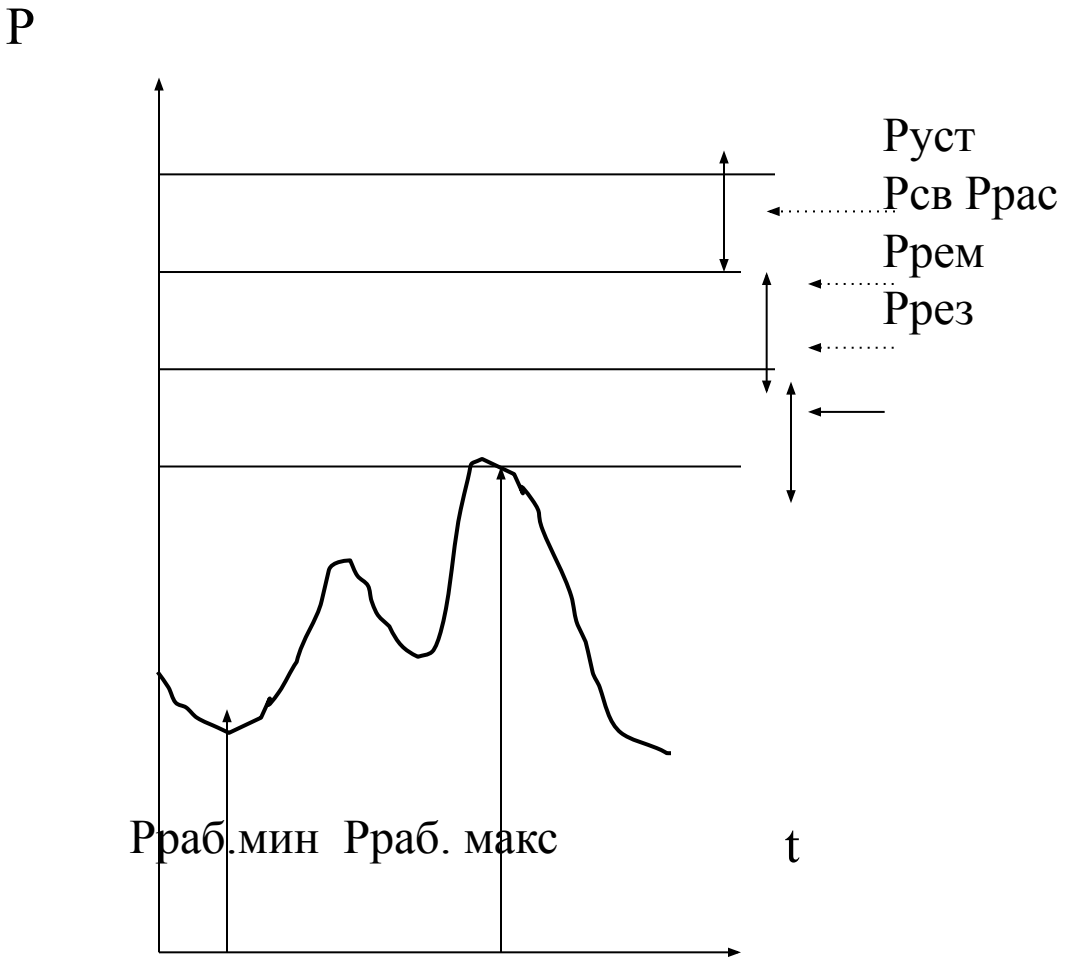
Тип станции	Рабочая мощность			**Нагр. рез**	**Аварийный резерв**		**Ремонт. резерв**	**Реактивная. мощность**	
	пик	полупик	баз		гор	хол		Рабочая.	Резерв.
ГЭС	******	******	*****	*****	******	*****	*****	*****	*****
ГТС	***			***	***	***		**	
КЭС$_1$	**	*****	***	**	****	*****	*****	***	*****
КЭС$_2$		*****	*****		***	*****	*****	***	***
КЭС$_3$		**	*****		*	*****	*****	***	***
ТЭЦ		*	*****			**	****	***	***
АЭС			*****					**	

Количество знаков* определяет возможность выполнения функции.

Участие станций в балансах определяется следующими факторами

- функциями в системе,
- располагаемой мощностью,
- нагрузочным диапазоном,
- ограничениями по энергоресурсам,
- регулирующими способностями,
- маневренностью,
- экономичностью,
- надежностью,
- средствами и системами управления.

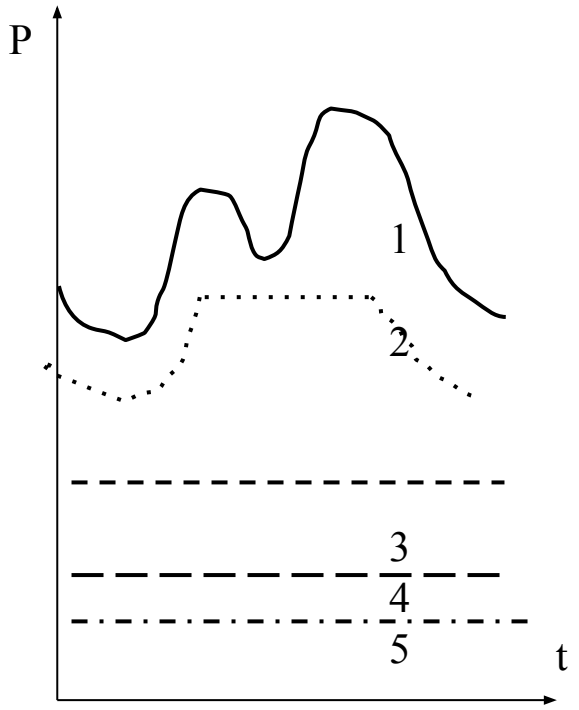
Иллюстрация рабочих и резервных мощностей



Порядок составления балансов мощности и выработки электроэнергии

- 1. Определить место станции в графике нагрузки.
- 2. Определить режимные возможности по мощности.
- 3. Определить возможности станции по энергии.
- 4. Составить баланс мощностей с учетом всех требований к электроснабжению и с учетом всех ограничений.
- 5. Составить баланс энергии с учетом всех требований и ограничений

Схематичный пример составления балансов



- 1. ГЭС с годовым регулированием стока, для которой заданы интегральные ограничения стока и ограничения по минимальной мощности;
- 2.КЭС которая может регулировать мощность;
- 3.КЭС с крупноблочными агрегатами и хорошими экономическими показателями
- 4.ТЭЦ, имеющая ограничения по тепловой нагрузке;
- 5. АЭС ;

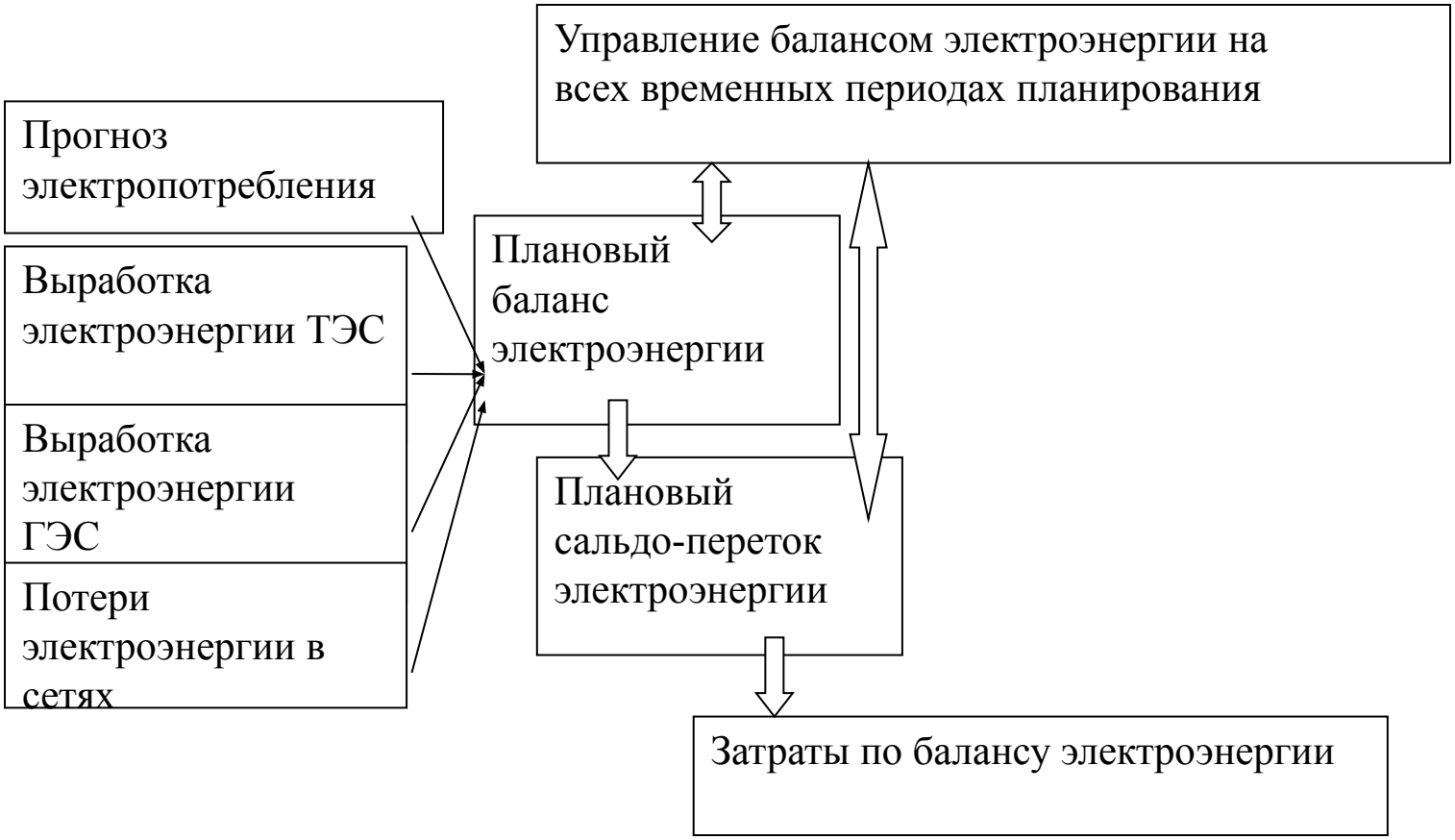
Интегральные ограничения по ресурсам

- Для ТЭС интегральные ограничения по топливу могут задаваться в исключительных случаях при недостатке топлива.
- Интегральные ограничения для ГЭС задаются по стоку, который может использоваться из водохранилища за определенный период Т. Это ограничение почти всегда имеет место. Его может не быть только в период паводка или в каких – то особых случаях.

Особенности составления баланса электроэнергии

- Следующие задачи балансов электроэнергии являются главными.
- 1. Определение необходимых энергоресурсов ТЭС ;
- 2. Определение режима использования водных ресурсов ГЭС;
- 3. Определение сальдо-перетоков электроэнергии (покупной или проданной) с оптового рынка;
- 4. Определения отношений купли – продажи на региональном рынке между ЭЭС и покупателями-потребителями электроэнергии;
- 5. Определения потерь электрической энергии в сетях;
- 6.Планирования всей производственно-хозяйственной деятельности

Схема составления баланса электроэнергии



Баланс реактивной мощности

- Баланс реактивной мощности влияет на уровни напряжения системы. Необходимо поддерживать его, исходя из заданных уровней напряжения в определенных узлах системы . Уравнение баланса имеет вид:

$$\sum Q_{генit} = \sum Q_{ку.jt} + \sum Q_{лэпt} = \sum Q_{нt} + \sum q_{потt}$$

Составляющие баланса реактивной мощности

- 60% - мощность генераторов)
- 20% - синхронных компенсаторов (СК) конденсаторов (БСК) 20% -зарядная мощность ЛЭП
- Потери мощности 30%, причем в трансформаторах и автотрансформаторах теряется до 75 % этой величины.

- Основными потребителями реактивной мощности являются промышленные предприятия, причем до 75 % потребляют асинхронные двигатели, до 20% потребляют трансформаторы предприятий, потери составляют 10%.

$P_{нх} + P_{н} + P_{ав} + P_{рем}$

Роль баланса реактивной мощности

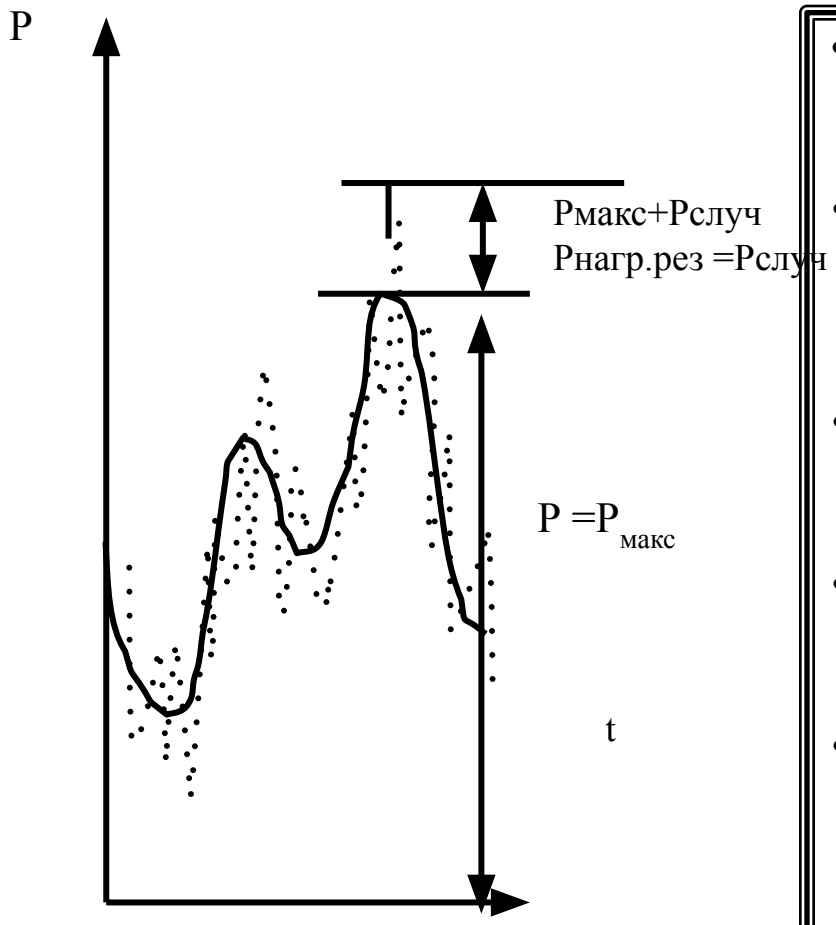
- Баланс реактивной мощности поддерживается в локальных зонах системы, а не по всей системе, так как передавать реактивную мощность на большие расстояния не выгодно. Передача реактивной мощности сопровождается потерями активной мощности и чем больше расстояние передачи, тем больше потери.
- Агрегаты ГЭС легко переводятся из режима генератора в режим синхронного компенсатора и поэтому ГЭС является мобильным источником реактивной мощности.
- Практически все работающие генераторы системы генерируют реактивную мощность в зависимости от напряжения.

Резервы мощности

- Резервы мощности необходимы для обеспечения надежности электроснабжения потребителей.
- Общий резерв мощности складывается из следующих видов резерва: нагрузочного, аварийного, ремонтного и народнохозяйственного.

$$P_{рез} = P_{нх} + P_{н} + P_{ав} + P_{рем}$$

Нагрузочный резерв мощности



- **Нагрузочный резерв предназначен для покрытия резких случайных колебаний нагрузки**.
- На графиках нагрузки обычно показываются осредненные мощности за 0,5-1 часа. В действительности мгновенные значения мощности имеют вид “пилообразной кривой”.
- Энергосистема должна иметь дополнительную мощность для покрытия случайных увеличений нагрузки. Это – нагрузочный резерв.
- Случайные нагрузки заранее неизвестны. Опыт работы дает диапазон случайных нагрузок – 1-3% максимальной нагрузки системы.
- Чем больше система, тем меньше относительная величина случайных изменений нагрузки.

Важность нагрузочного резерва

- Наиболее опасны случайные толчки нагрузки в момент прохождения максимума системы, поэтому величина нагрузочного резерва определяется в зависимости от максимальной нагрузки.
- При максимальных нагрузках мощности станций используются наибольшим образом.
- Для того чтобы покрывать случайное увеличение нагрузки, необходим горячий резерв мощности.

- Нагрузка меняется мгновенно, а самый быстрый пуск, пуск агрегата ГЭС, осуществляется за 2-5 мин.
- Агрегаты нагрузочного резерва должны быть включены в сеть и только тогда они смогут покрывать случайные толчки нагрузки, причем загрузка агрегатов должна производиться автоматически и быстро.

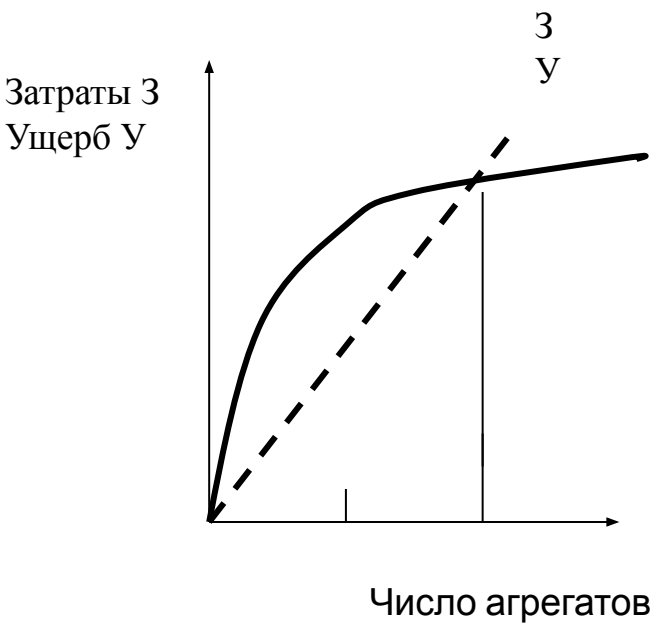
С внезапными изменениями нагрузки связана **частота системы**

и нагрузочный резерв называют также частотным

Аварийный резерв мощности

- Аварийный резерв это мощность, которая заменяет отключившиеся в результате аварии агрегаты или станции. Нельзя заранее предусмотреть, когда произойдет авария. **Авария – случайное событие.**
- Имеется методика выбора аварийного резерва с учетом случайных показателей возникновения различных аварий с агрегатами системы .
- Ее суть заключается в сопоставлении затрат на установку резерва и ущерба от недоотпуска энергии
- Ущерб зависит от вероятностей аварий и мощностей отключаемых агрегатов. Наиболее вероятным является событие, при котором отключается один агрегат, менее вероятным является одновременное отключение двух агрегатов, еще меньше вероятность отключения трех агрегатов. Соответственно уменьшается ущерб.

Величина аварийного резерва мощности в практике составляет 5…30% максимальной мощности работающих агрегатов



- Первая – горячий резерв 3 – 5%. Размещается на ГЭС либо на агрегатах ТЭС, которые работают с неполной мощностью.
- Вторая - холодный резерв, который включается в работу примерно за время 1 – 3 мин. Оборудование этого резерва должно быть подготовлено к пуску. Эта часть резерва может размещаться и на ГЭС и на ТЭС.
- Третья – резерв включается в течение 2 – 6 часов и на это время мощность потребителей ограничивается. Этот резерв размещается на « холодных» агрегатах. Например, может потребоваться пуск котла.
- Четвертая - это часть резерва предназначена для длительной замены оборудования на время его аварийно - восстановительного ремонта. Чаще всего он размещается на ТЭС.

Резерв имеет - четыре очереди использования.

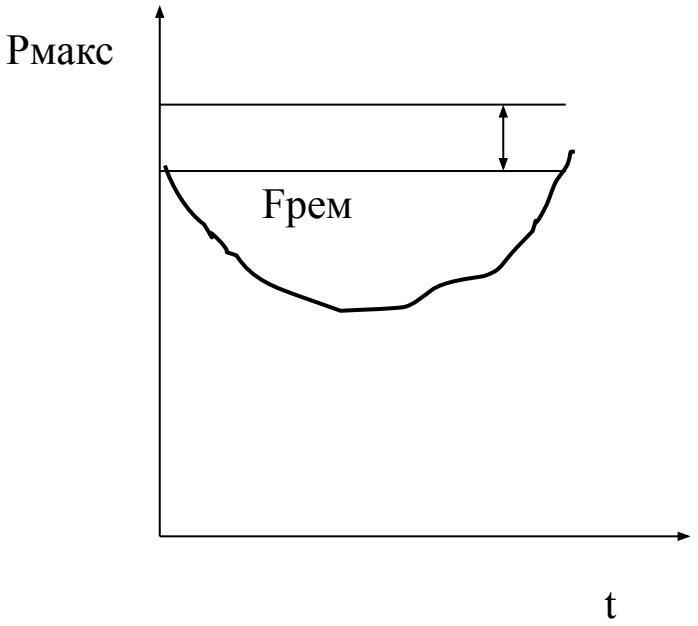
Цена аварийного резерва

- Аварийный резерв требует энергоресурса.
- На ГЭС необходимо иметь всегда аварийный запас воды в водохранилище
- на ТЭС – необходимо иметь запас топлива.
- На резерв относятся также амортизационные отчисления, часть заработной платы и др. затраты.
- Станции могут продавать свою резервную мощность

Ремонтный резерв

- **Плановые ремонты** оборудования можно проводить тогда, когда нагрузка энергосистемы снижается так как на электростанциях появляется свободная мощность. На годовом графике максимальных нагрузок это соответствует провалу нагрузки. Длительность капитальных ремонтов агрегата доходит до месяца и более.
- Величина ремонтного резерва Ррем.рез зависит от формы графика годовых максимальных нагрузок и от мощностей агрегатов электростанций и времени их ремонта. При значительном сезонном провале нагрузки ремонтный резерв может не потребоваться.

Размещение ремонтного резерва это экономическая задача



- Провал нагрузки дает ремонтную площадь Fрем. Для проведения ремонтов требуется площадь
- Fтреб. = ΣРагр Трем. Если Fрем > Fтреб, то ремонтный резерв не требуется. Если Fрем < Fтреб, то требуется дополнительная мощность - ремонтный резерв $P_{рем.рез}$

- На ГЭС роль ремонтного резерва для своих агрегатов может иметь сезонная мощность или специально установленные “лишние” агрегаты, которые заменяют агрегаты, находящиеся в ремонте. Для ремонта агрегатов ТЭС устанавливается резерв мощности на одной или нескольких станциях.

Текущие ремонты

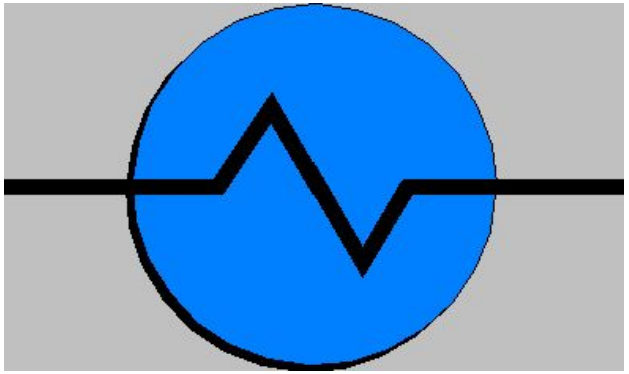
- Текущие ремонты проводятся регулярно и сводятся к ревизиям оборудования и устранению дефектов, которые не требуют разборки агрегатов. Они проводятся в дни с пониженной нагрузкой, например, в выходные дни. На ТЭС всегда предусматривается резерв для проведения текущих ремонтов в размере 4 – 8% от установленной мощности станции. На ГЭС такой необходимости в ремонтном резерве нет, поскольку почти весь год ГЭС не работает полной мощностью.
- Ремонты – затратная деятельность. Правильный выбор времени ремонтов важная режимная задача

Энергетические балансы мощности и энергии играют исключительную роль в деятельности энергосистем

- Они определяют задачи и методы обеспечения энергоснабжения.
- От балансов зависит режим работы станций и электрических сетей.
- От балансов зависят экономические показатели работы предприятия и его издержки.
- В настоящее время балансы отражают основы товарной и ценовой стратегий на электроэнергетическом рынке.
- Трудно назвать такую задачу, которая не была бы связана прямо или косвенно с энергетическими балансами

Энергетические балансы должны рассчитываться на основе моделей и методов их оптимизации

Режимные свойства электростанций



Категории мощности

- ***<u>Установленная мощность станции</u>*** это электрическая мощность генераторов. Она определяется при проектировании, исходя из потребностей энергосистемы, в которой она будет использоваться. Рассчитывается установленная мощность станции по наибольшей нагрузке и необходимой величине резервов мощности. При выборе установленной мощности ТЭЦ учитываются потребности в тепловой энергии и часто они являются определяющими. Установленные мощности КЭС и ГЭС определяются их электрическими нагрузками.

Мощность имеет параметрические признаки

Особенности выбора установленной мощности

- На ТЭС устанавливается та мощность, которая требуется потребителям системы
- Мощность ГЭС зависит от регулирования речного стока и водности года (приточности), а не только от требований системы.
- Она выбирается для условий гарантированной выработки электроэнергии, т.е. выработки электроэнергии расчетного маловодного года. Обычно расчетный маловодный год имеет обеспеченность 95% и более. Мощность, соответствующая гарантированной выработке электроэнергии называется ***вытесняющей.*** Это означает, что она вытесняет мощность ТЭС, которую необходимо было бы установить при отсутствии ГЭС.
- В годы повышенной водности ГЭС может давать большую мощность. Поэтому обычно установленная мощность ГЭС больше вытесняющей. Эта дополнительная мощность является ***дублирующей*** - такая же величина мощности установлена на ТЭС. Называют эту составляющую мощности ***сезонной мощностью.*** Сезонная мощность используется при наличии водных ресурсов, но она не гарантирована..
- **Установленная мощность ГЭС**

  Руст.гэс = Р выт + Р сез,
- **Выработка электроэнергии ГЭС**

  Эгэс = Э гар + Э сез.

Примеры структуры мощности ГЭС

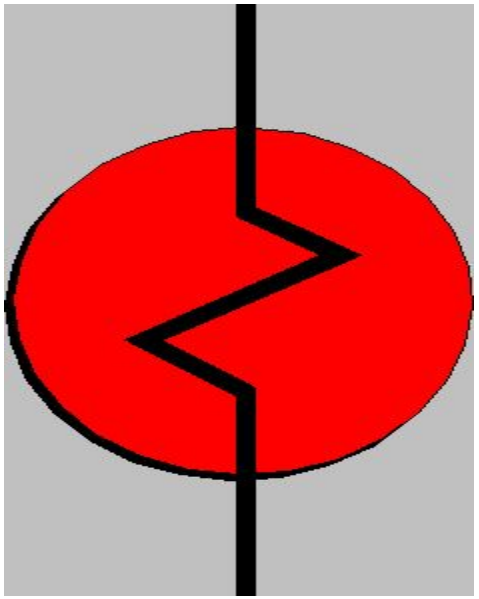
- Почти все гидростанции имеют сезонные составляющие мощности и выработки электроэнергии.
- Установленная мощность Красноярской ГЭС 6400 Мвт, гарантированная 1300 МВт, а сезонная – 5100.
- Установленная мощность, Новосибирской ГЭС 500 МВт, гарантированная 130, сезонная 370 МВт.
- Только при многолетнем регулировании стока (Братская ГЭС, Усть-Илимская и др.) вся мощность является вытесняющей.
- **Экономическая значимость гарантированных и сезонных составляющих различна**. Гарантированная составляющая вытесняет мощности ТЭС при создании системы. Сезонная мощность позволяет экономить топливо на ТЭС, заменяя их мощность в периоды паводка .

Установленная мощность агрегатов станции

- *Установленная мощность агрегата* - это номинальная мощность, указанная в паспорте агрегата она соответствует установленной мощности генератора
- . Установленная мощность турбины, котла это их паспортная номинальная мощность, которая определяет их максимальную производительность. Для агрегатов ТЭС она постоянная.
- Для агрегатов ГЭС установленная мощность турбины зависит от того напора, с которым работает агрегат, поскольку расход воды агрегата также зависит от напора.
- *Располагаемая мощность агрегата и станции* – мощность, которая может использоваться в рассматриваемый период. Располагаемая мощность может быть меньше установленной, если имеются ограничения мощности, т.е. имеется *связанная* мощность Рсвяз, которая не может быть получена. Следовательно,
- Р расп = Р уст - Р связ

Располагаемая мощность

- *Располагаемая мощность агрегата и станции* – мощность, которая может использоваться в рассматриваемый период. Располагаемая мощность может быть меньше установленной, если имеются ограничения мощности, т.е. имеется ***связанная мощность*** Рсвяз, которая не может быть получена. Следовательно,
- **Р расп = Р уст - Р связ**



Связанная мощность (разрывы мощности)

- **Ограничения мощности могут быть вызваны различными причинами: аварийный простой агрегатов, ремонты, модернизация, техническое состояние агрегатов (износ, неполадки) и др.**
- **Причинами связанной мощности ТЭС могут быть: плохое качество топлива (высокая влажность, зольность, сернистость), качество питательной воды, величина вакуума, не соответствующая нормативу, отклонение режимных параметров турбин и котлов от нормальном состоянии.**
- **На ГЭС связанная мощность может быть в периоды снижения напора при пропуске паводка (за счет значительного повышения уровня нижнего бьефа).**
- **Устранение разрывов мощности требует инвестиций.**

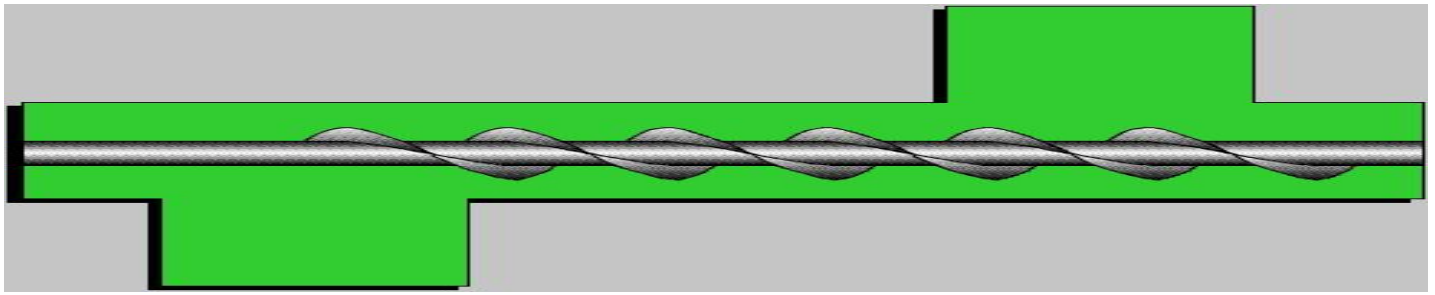
Устранение разрывов мощности требует инвестиций

Рабочая и резервная мощности

- *Рабочая мощность* - это мощность, с которой агрегат или станция работают в течении рассматриваемый периода времени или которая планируется для работы. Рабочая мощность не превышает располагаемую.
- *Резервная мощность* – это мощность, предназначенная для различных резервов, которые необходимо иметь для обеспечения надежного энергоснабжению и поддержания качества энергии в нормируемых пределах.

Экономическое содержание категорий мощности

- Категории мощности влияют на затраты при строительстве и эксплуатации станций.
- Различные виды мощности имеют параметрическое содержание, т.е. режимные возможности агрегатов или станции.
- Как будет показано дальше, параметры мощности имеют различную ценность. Эксплуатационные издержек для них различаются, а соответственно меняется и их цена.



Мощности станций при их работе в системе

- Рабочие мощности
- Это мощности станций при их участии в обеспечении нагрузки потребителей. Гоафик нагрузки меняется и меняются рабочие мощности.
- Минимальная, максимальная, средняя, текущая и пр.

- Резервные мощности
- Это мощности, которые необходимы для обеспечения надежности электроснабжения и качества электроэнергии.

это параметры мощности

Эксплуатационные свойства станций

1. Предельные параметры по мощности: номинальная мощность Рном, минимальная допустимая мощность Рдоп.мин, максимальная допустимая мощность Рдоп.мах. Рабочая мощность станции должна удовлетворять условию:

- Рдоп.мин ≤ Рраб ≤ Рдоп.мах
- 2. Регулирующие способности станции - быстрый набор и сброс нагрузки в автоматическом режиме.
- 3. Маневренность станции – время пуска и останова агрегатов и их загрузка (разгрузка) при росте или снижении нагрузки потребителей.
- 4. Надежность работы станции.
- 5. Экономичность работы.

Допустимые мощности ТЭС

- Если мощность определяется техническими ограничениями, то она соответствует мощности обеспечивающей сохранность оборудования или нормальный режим его работы.
- Могут быть ограничения, связанные с требованиями потребителей. На ТЭЦ-требования теплоснабжения, на ГЭС- требования потребителей водохлзяйственного комплекса (водоснабжение, речной транспорт.рыбное хозяйство, ирригация и пр.)

Длпустимые мощности определяются техническими и режимными ограничениями

Допустимые мощности КЭС

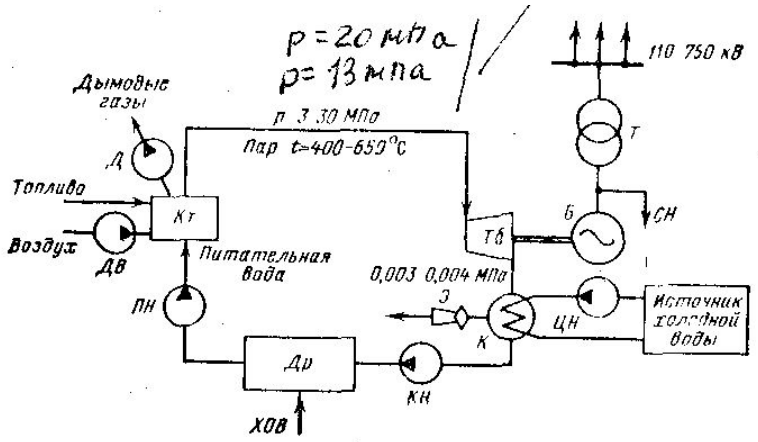


Рис. 1.4. Принципиальная схема КЭС

На КЭС допустимые мощности обычно определяются техническими причинами.

Например, для блоков, КЭС они зависят от вида и качества топлива. И ограничения по минимальной мощности Рмин будут 50 , 60 , 80 % максимальной.

Главным образом это связано с устойчивостью факела горения котла. При подаче топлива в котел ниже определенной величины факел горения может погаснуть.

Па=н/кв.м , Мпа= 1000 Па

Минимально допустимые нагрузки моноблоков.

Мощность Мвт	Тип котла	Топливо	Шлако удаление	Минимальная нагрузка, %
160	ТП-90	АШ	Жидкое	70
160	ТГМ-94	Газ, мазут		40
200	ПК-33	Челябинский Бурый уголь	Сухое	50
200	ТП-100-	Уголь различных марок	Жидкое	40*-70
300	ТП-110	АШ, Кузнецкий уголь	Жидкое	60*-70
300	ТГМП-314	Газ, мазут		30

- Продолжительность работы не более 2 часов

Ограничения мощности ТЭЦ по требованию теплофикации

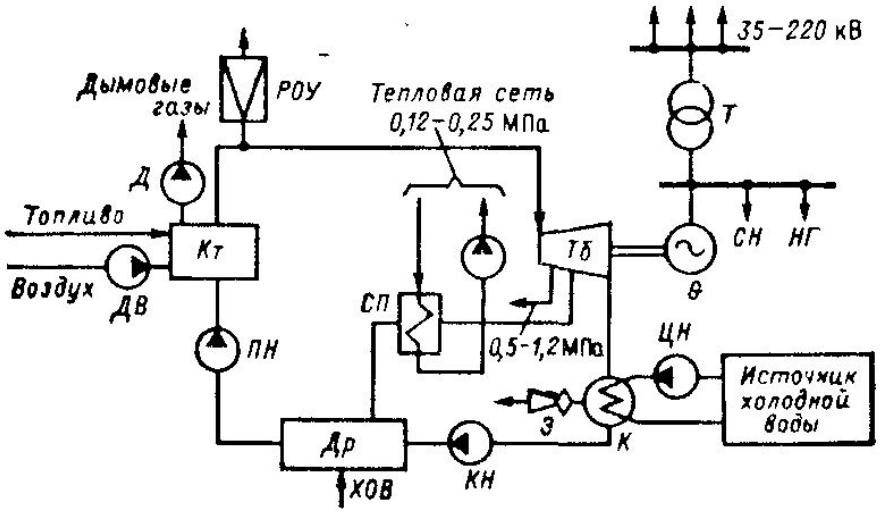


Рис. 1.5. Принципиальная схема ТЭЦ

- На ТЭЦ имеются и технические и режимные ограничения, связанные с тепловым потреблением.

Ограничения мощности на ГЭС

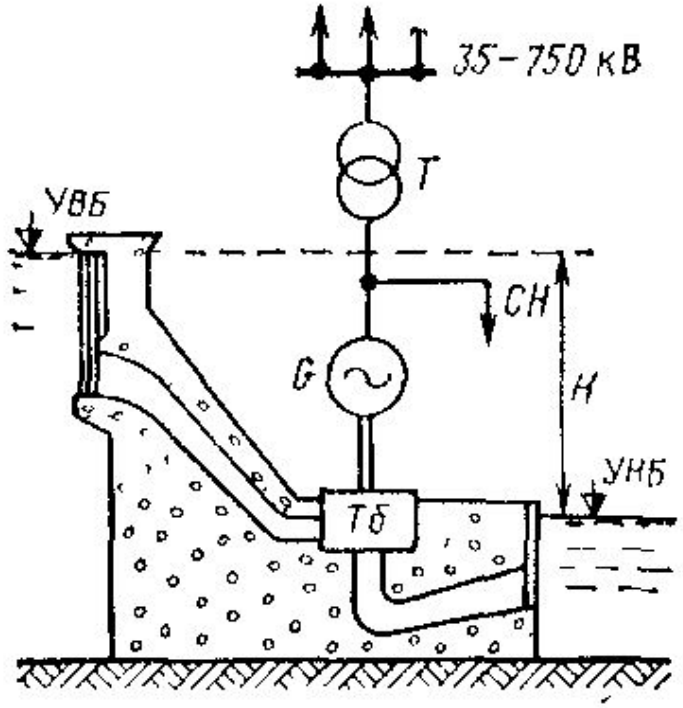


Рис. 16 Принципиальная схема ГЭС

- **Ограничения мощности вызываются:**
- техническим состоянием,
- низким напором,
- требованиями водохозяйственных потребителей к расходам и уровням реки и водохранилища.

Ограничения мощности на АЭС

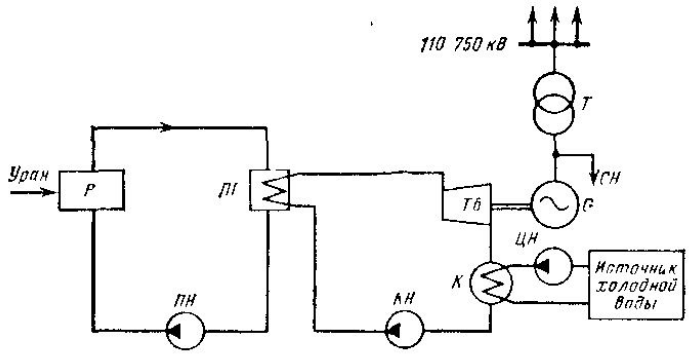


Рис. 1.7. Принципиальная схема двухконтурной АЭС

- Мощность можно регулировать только изменяя энергию реактора.
- Обычно АЭС работают без регулирования или с минимальным изменением мощности

Регулирующие способности станций

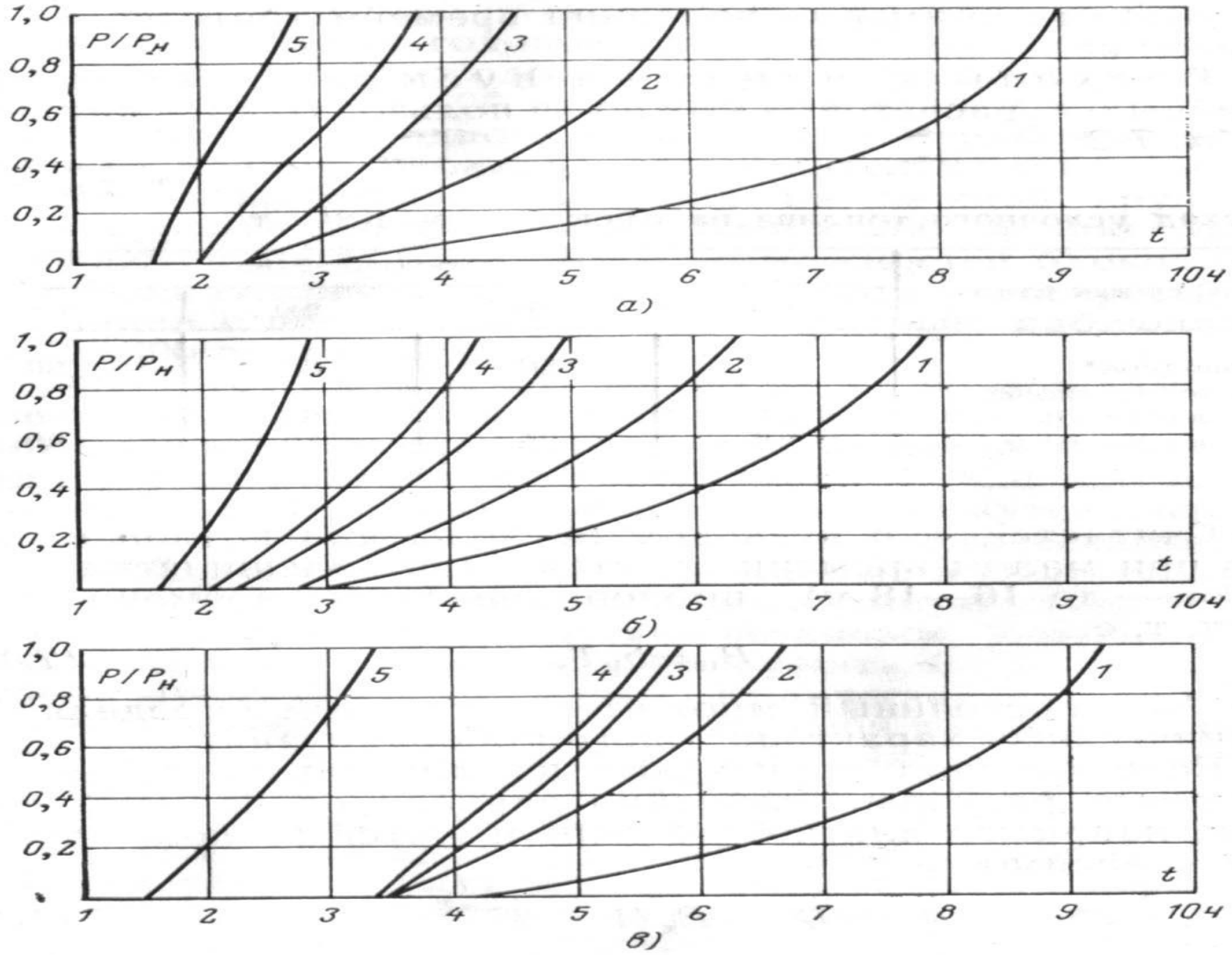
- Ограничения по скорости набора нагрузки на ГЭС связаны только с работой направляющего аппарата турбины.
- Для больших гидроагрегатов набор нагрузки от минимальной до максимальной возможен за 1 - 3 мин.

- Регулирование мощности турбины ТЭС определяется допустимым тепловым расширением турбины. Если турбина находилась в работе, то увеличение ее мощности составляет ориентировочно **2-6 % за мин от** первоначальной мощности. Для некоторых типов теплофикационных турбин мощность увеличивается только на **1-1,5 %** за мин.

Маневренность оборудования

- Маневренность это длительность пуска, останова, набора и снижения нагрузки.
- При этом появляются пусковые расходы, т.е расходы на растопку котла, на нестационарные режимы в турбинах, на разворот агрегатов до номинального числа оборотов и пр.

Продолжительность пусков блоков КЭС
160, 200, 300 Мвт.
1 – холодное состояние, 2-работа 60 ч, 3- 25 ч, 4-15 ч,5, 5 ч.



Расходы топлива на пуск блока, т.

Состояние блока	Мощность блока, МВт			
	100	160	200	300
Холодное	30	50	60	150
Простой - сутки	21	40	60	100
Простой – 8-10 час.	8	25	30	80

Пуковой расход включает и другие звтраты

Роль ГЭС в экономичности и надежности работы системы

- 1. ГЭС вытесняют из энергетического баланса ТЭС и это дает большую экономию органического топлива, причем в основном, газо – мазутного, поскольку они работают в пиковой части графика нагрузки.
- 2. Себестоимость производства электроэнергии на ГЭС в 5 – 10 раз меньшая, чем на ТЭС. Это объясняется отсутствием затрат на приобретение и хранение топлива, меньшими расходами электроэнергии на собственные нужды станции (примерно на порядок), низким процентом амортизационных отчислений, меньшими затратами на проведение всех видов ремонтов. Более высокой производительностью труды, меньшими удельными показателями численности обслуживающего персонала и др.
- 3. ГЭС работает в переменной части графика нагрузки и позволяет работать тепловым станциям в полупике и базе графика нагрузки, что дает экономию топлива и повышает надежность тепловых станций.
- 4. ГЭС является оперативным резервом ЕЭС и ОЭС, на ней установлены комплексы противоаварийной автоматики и другой системной автоматики.
-

Роль ГЭС

- 5. ГЭС являются специальным источником реактивной мощности. Агрегаты гидростанций легко переводятся из режима генератора в режим синхронного компенсатора и обратно, и это позволяет иметь в системе мобильный и достаточно крупный источник реактивной мощности.
- 6. ГЭС повышают надежность водохозяйственных систем, обеспечивая их работу необходимыми водными ресурсами в катастрофически маловодные годы.
- 7. ГЭС по – сравнению с другими станциями является экологически чистым объектом. Нет загрязнения окружающей среды и штрафов за превышение установленных норм допустимого загрязнения.
- 8. ГЭС является «комфортным» объектом для обслуживающего персонала.

Недостатки ГЭС

- Недостатками ГЭС являются :
- большая капиталоемкость в период строительства,
- длительные сроки сооружения. Невозможно представить, что инвестиции в сооружение ГЭС, которое длится 10 –15 лет обеспечивает отдельная компания.
- Все ГЭС России построены за счет государственных средств.
- В Европе использовано 85% гидроэнергетического потенциала всех рек Европы, в Америке – 60%, в Европейской части России – 80%, в азиатской части России использовано только 15% выгодного гидроэнергетического потенциала.

Предполагается в Сибири возобновить строительство ГЭС.

Экономические оценки категорий мощности

- Все категории мощности имеют свою стоимость...
- 1.**Стоимость установленной мощности** на ГЭС определяется различной ценностью вытесняющей и сезонной мощностей. , вытесняющая мощность приводит к снижению затрат на развитие тепловых станций. Удельные затраты на единицу мощности ТЭС в несколько раз ниже, чем на мощность ГЭС. Но ГЭС окупается примерено за 5 лет, а ТЭС за 10 и это определяет выгодность создания ГЭС по сравнению с ТЭС. Сезонная мощность дублированная и она позволяет получить только экономию топлива. В настоящее время на стоимость мощности относят все затраты связанные с ее созданием, эксплуатацией и развитием (условно - постоянные эксплуатационные издержки).
- на ГЭС **Ср.уст = Ср.выт + Ср. сез**
- на ТЭС **Ср.уст = Ср.выт**

Стоимость рабочей и резервной мощности

- Стоимость рабочей мощности включает составляющие стоимости в стационарном режиме, при регулировании, и при пусках- остановах.

Ср.раб = Ср. стац + С р.рег+Ср.пуск

- 5.Стоимость нагрузочного резерва определяется затратами на содержание этой доли мощности и на регулирование :
- **Снагр.рез = Ср.нагр.рез + Ср.рег**
- 6.Стоимость аварийного резерва включает затраты на содержание мощности аварийного резерва, на регулирование и пуски:

Сав.рез = Ср.ав.рез + Ср.рег +Ср.пус

Стоимость выработки электроэнергии

- Стоимость выработки электроэнергии определяется затратами на энергоресурсы. объеме.
- На ГЭС **Сэ = Сэ. гар + Сэ.сез,**
- на ТЭС **Сэ = Сэ.гар**

- Затраты меняются для различных периодов: ночь, день, зима,лето,суббота, рабочий день и пр.

Проблема - дифференциация товара и его цен.

Выводы

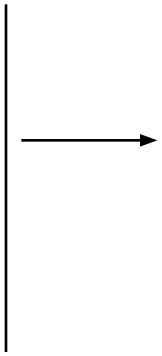
- Режимные возможности электростанций зависят от их эксплуатационных свойств, которые определяются конструктивными возможностями агрегатов и они определены при создании оборудования.
- При управлении режимами агрегаты используются в соответствии со своими возможностями, что учитывается ограничениями.
- Наиболее универсальными возможностями обладают гидроагрегаты.
- Режимные возможности агрегатов ТЭС могут существенно различаться. Могут быть агрегаты с хорошими регулирующими свойствами и маневренность или наоборот с большими ограничениями по этим свойствам.
- Все режимные вопросы решаются на основе детального учета возможностей агрегатов.

“Энергетические характеристики электростанций и агрегатов»

Энергетические характеристики используются для оценки режимов в технических , экономических и коммерческих задачах

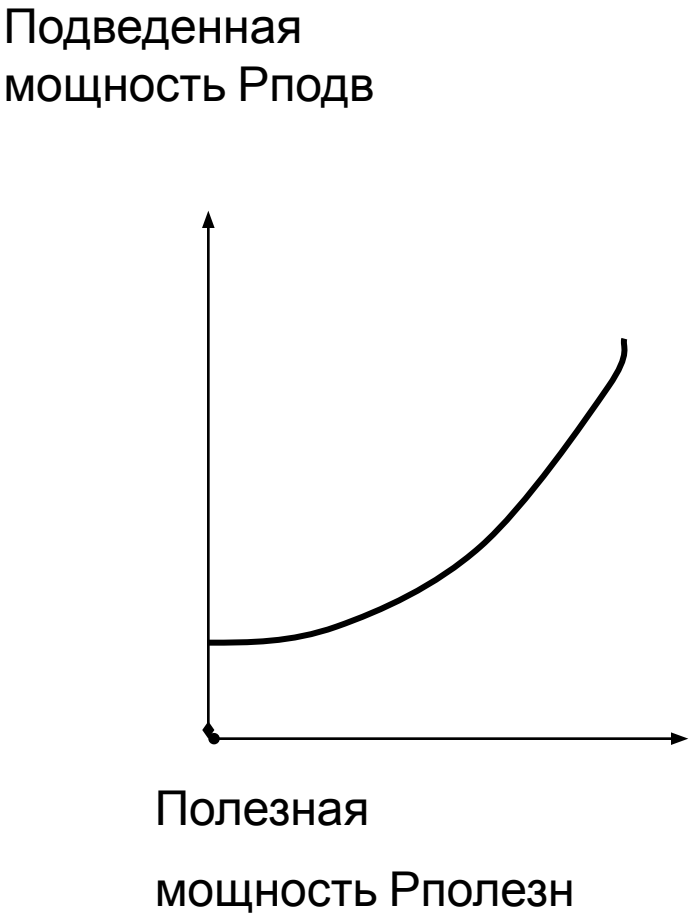
Без характеристик управлять режимами нельзя

- Выработка электроэнергии
- Мощность,
- Резерв,
- Надежность.
- **Ресурсы**
- **Продукт**
- **Издержки**
- **Цена**



Характеристики
агрегатов , станций, сетей,
предприятий

Универсальная энергетическая характеристика



- В таком виде могут представляться характеристики котлов, турбин, генераторов, трансформаторов, двигателей ..
- ***Характеристика может быть преобразована к другому виду показателей:***
- ***абсолютных ,***
- ***относительных ,***
- ***диффференциальных .***

Удельные показатели

- Применяются два вида относительных показатели:
- • удельный расход первичного ресурса (подведенной мощности) на полезную мощность

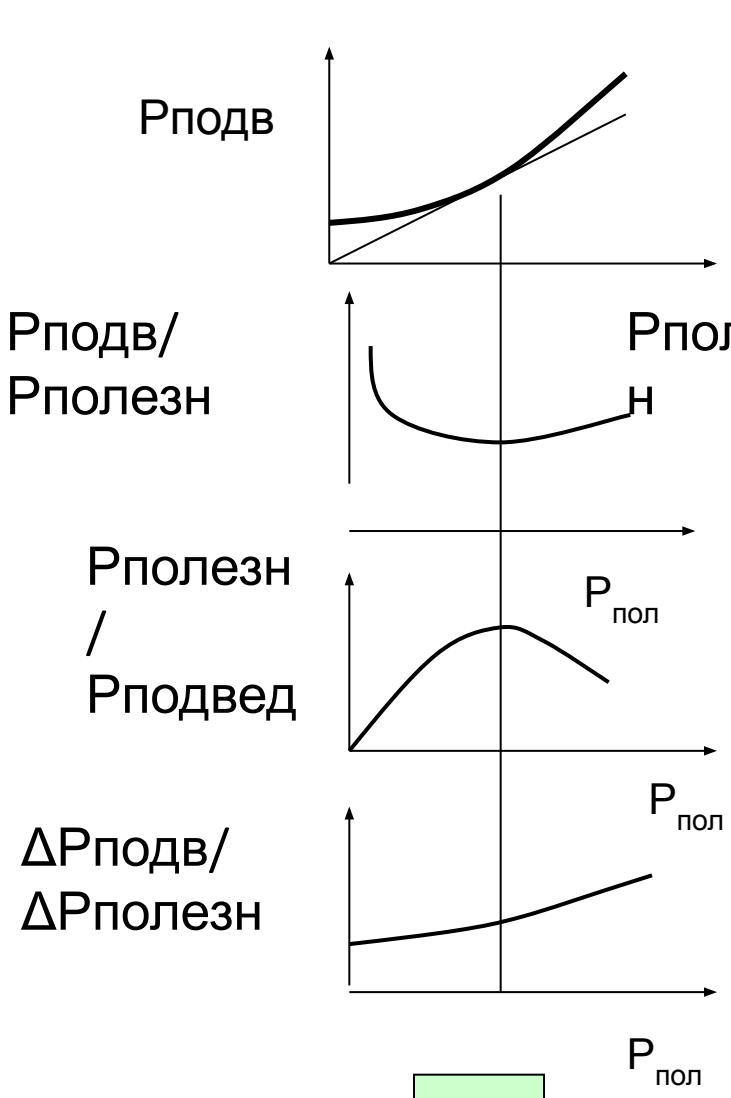
$$p_{уд} = P_{подв} / P_{пол},$$

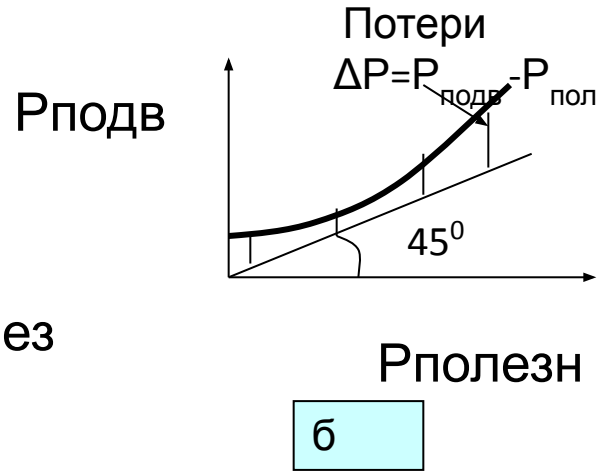
- •удельный расход полезной мощности на подведенную мощность. Это кпд

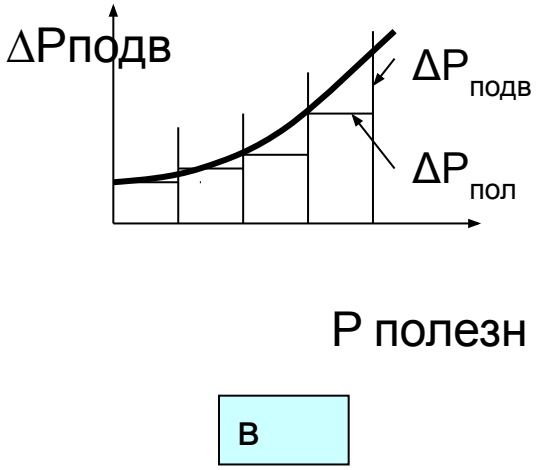
$$\eta = P_{пол} / P_{подв}.$$

- Из дифференциальных показателей широко применяется показатель приращения подведенной мощности к приращению полезной $p_{диф} = \Delta P_{подв} / \Delta P_{пол}$.

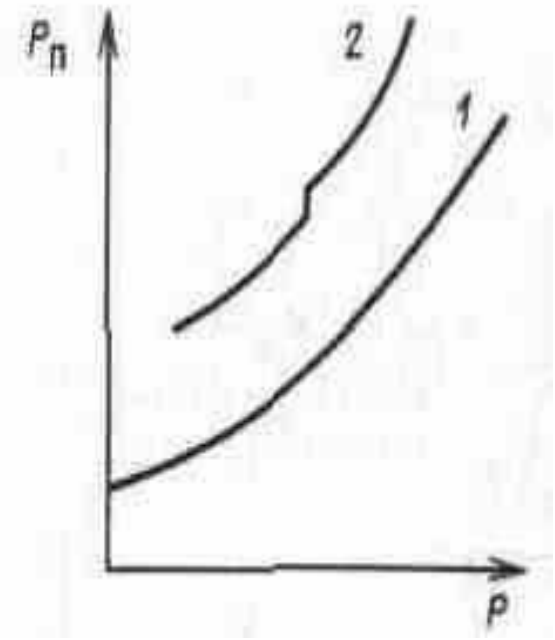
Вид и взаимосвязи различных характеристик







Расходные характеристики электростанций в абсолютных показателях



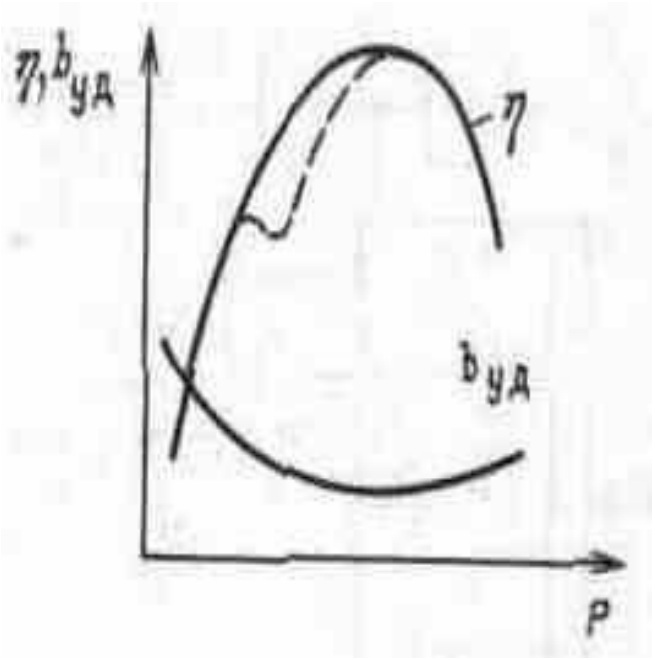
- ***Основные абсолютные показатели:*** полезная мощность *P* ,
- подведенная мощность Рподв
- Подведенная мощность прямо пропорциональна расходу энергоресурса: топлива *B,* воды *Q, пара D,* теплоты $Q_{ТЭС}$. Для ГЭС при постоянном напоре *H* подведенная мощность

  N=9,81 HQ, Полезная мощность

  N=9,81 HQ **η**,
- Для ТЭС подведенная мощность, МВт, пропорциональна расходу условного топлива:

  Рптэс=8,14В

Характеристики в относительных показателях



- Рабочие характеристики-характеристики КПД.
- Удельные характеристики,.
- bуд=B(гут)/P,
- qуд=Q(куб.м/с)/P
- Отметим, что точка минимума удельного расхода энергоресурса соответствует точке максимума КПД
- *Дифференциальные характеристики*

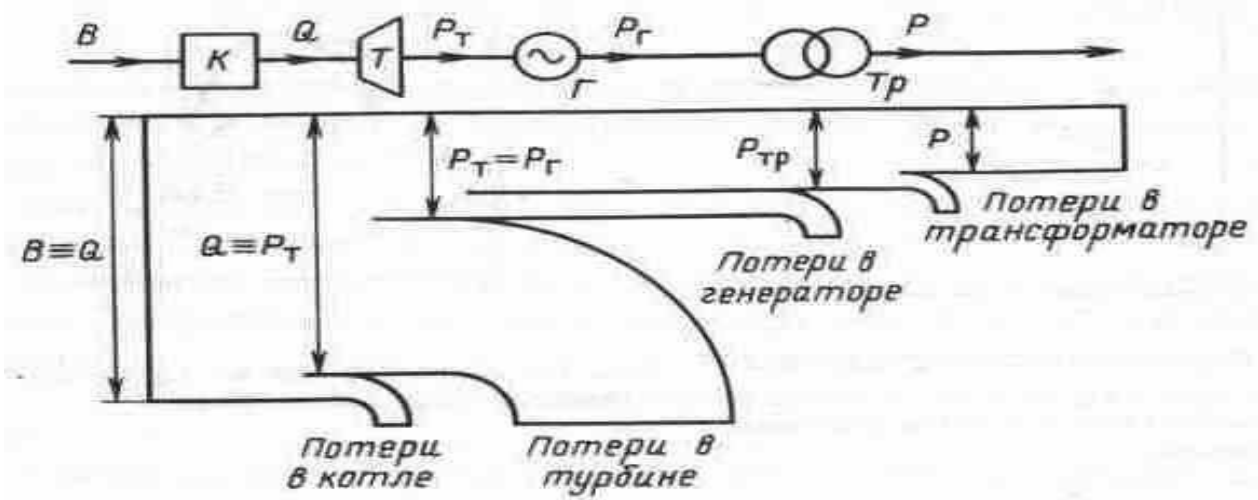
Эти характеристики называют еще характеристиками ***относительных приростов.***

Это приращение энергоресурса на приращение мощности

Энергетические характеристики в руб

- В настоящее время при коммерческих отношениях на рынке и при оптимизации режима станций внутри самой системы необходимо использовать затраты на топливо. Это требует учета цен на топливо различных станций. Для этого осуществляется пересчет ординат энергетических характеристик. Форма характеристик при этом сохраняется.
- Показатели характеристик будут иметь вид:
- • расход натурального топлива пересчитывается в издержки на топливо - $\mathbf{И_в = цВ, руб}$ (ц, руб/тонну натурального топлива),
- удельные расходы топлива пересчитываются в удельные издержки на топливо - $\mathbf{Вц/Р}$, руб/МВтч,
- • относительные приросты $\mathbf{\Delta Вц/\Delta Р,}$ руб МВт.

Характеристики ТЭС



- ***Имеются характеристики котлов, турбин, блоков, станции***

Электрическая мощность –

Рген=Рподв- ΔРкотл-ΔР турб- ΔР ген

КПД – $\eta_{агр} = \eta_{ген}\ \eta_{тур}\ \eta_{котл}$

Удельный расход топлива – $b_{удагр} = b_{уд}{}_{котл} b_{удтурб} b_{удген}$;

Относительный прирост - $b_{удагр} = b_{котл} b_{турб} b_{ген}$

Характеристики турбоагрегата

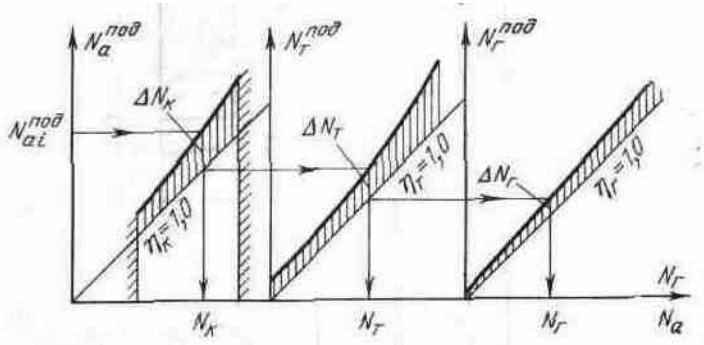
$$P_{ген} = P_{подв} - \Delta P_{котла} - \Delta P_{турб} - \Delta P_{ген}$$

$$\eta_a = \frac{P_{ген}}{P_{подв}} = \frac{P_{ген}}{N_{ген.подв}} \cdot \frac{P_{турб}}{N_{турб.подв}} \cdot \frac{P_{котла}}{N_{котла.подв}} = \eta_г \cdot \eta_т \cdot \eta_к$$

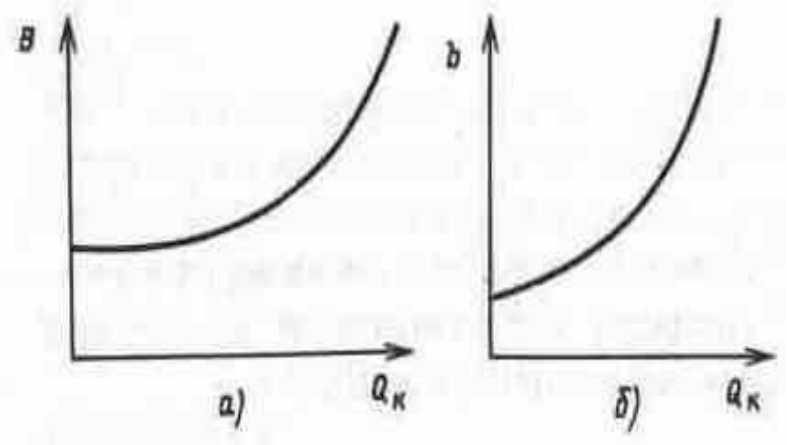
$$b_a^{уд} = \frac{B}{P_{ген}} = \frac{B}{P_{турб.подв}} \cdot \frac{P_{турб.подв}}{P_{ген.подв}} \cdot \frac{P_{ген.подв}}{P} = b_к^{уд} \cdot b_т^{уд} \cdot b_г^{уд}$$

$$b_a = \frac{dB_т}{dP_{ген}} = \frac{dB_т}{dP_{турб.подв}} \cdot \frac{dP_{турб.подв}}{dP_{ген.подв}} \cdot \frac{dP_{ген.подв}}{dP} = b_к \cdot b_т \cdot b_г$$

Баланс мощности в турбоагрегате



Вид характеристик агрегатов ТЭС



- **Котел**

а-расходная

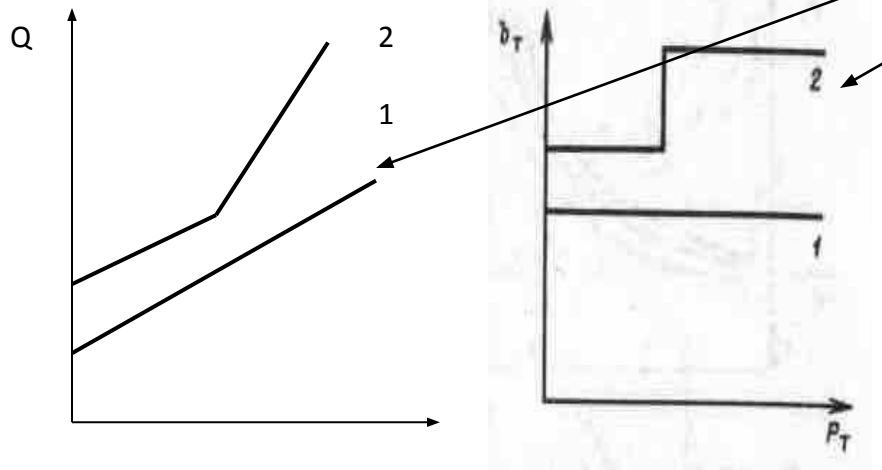
в-дифференциалная

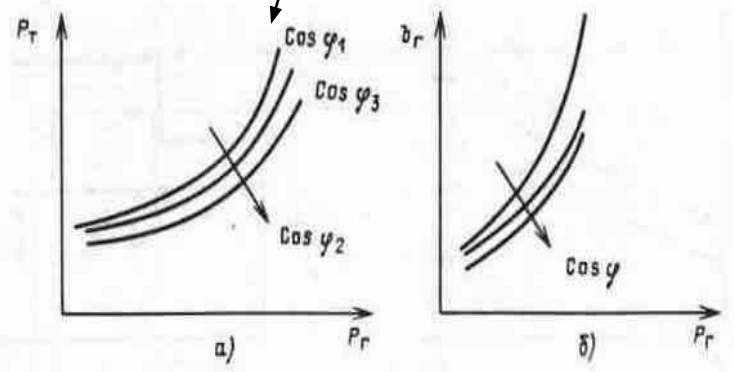
- **Турбина**

расходная,

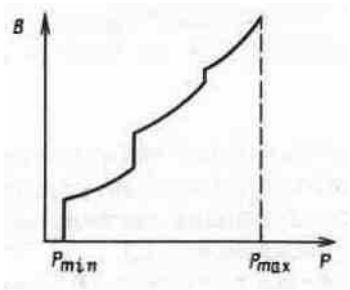
дифференциальная

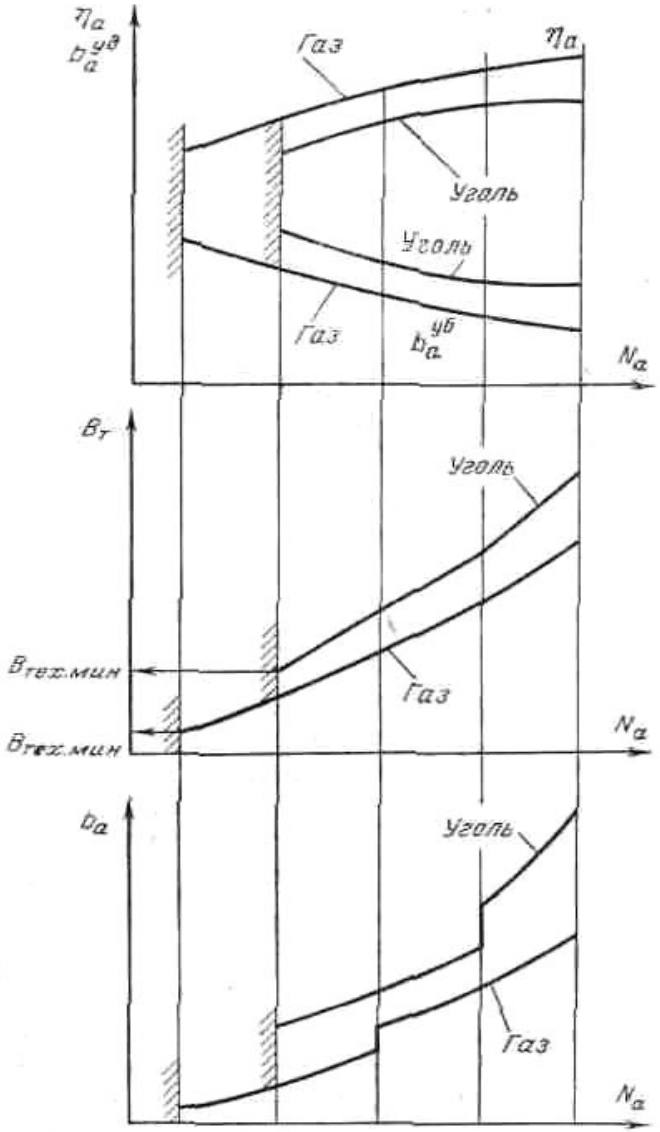
- **Генератор**



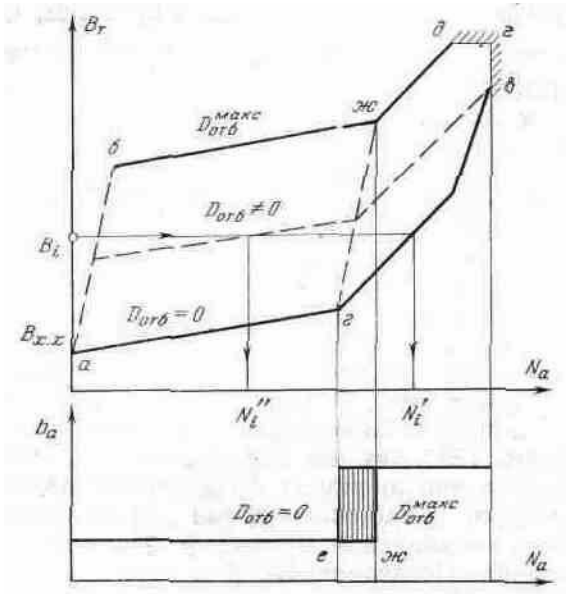


Расходная характеристика блока и стан



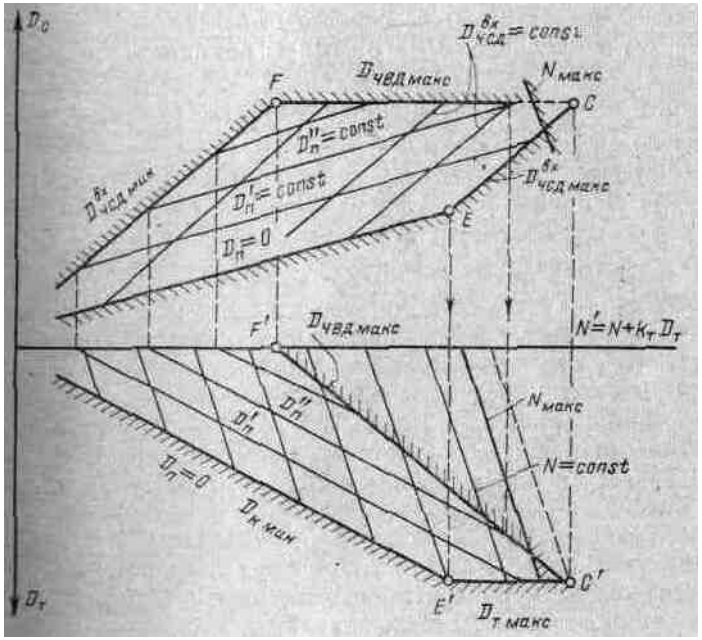


Схематичная характеристика ТЭЦ

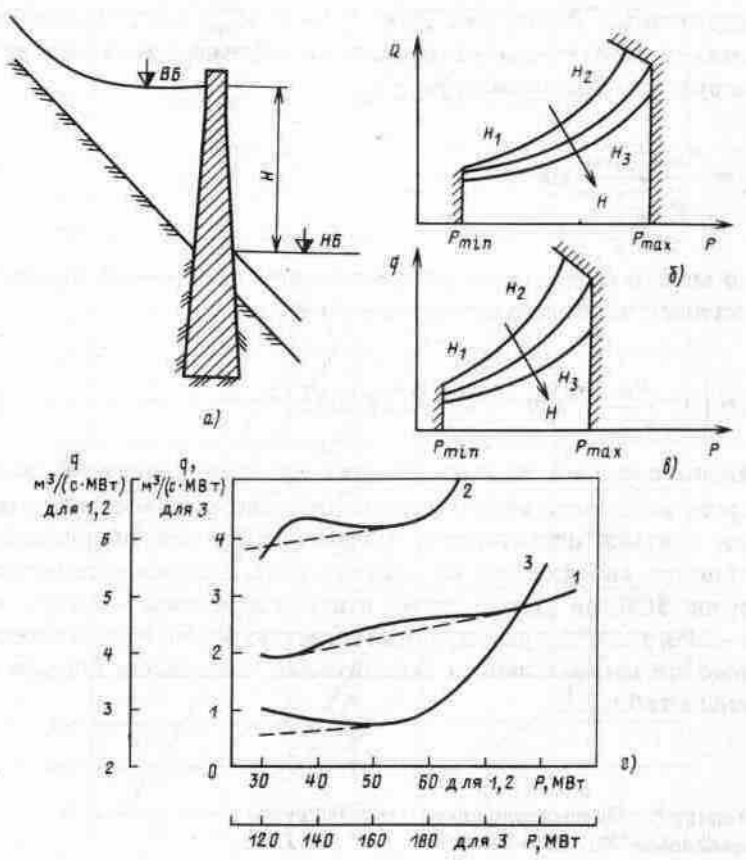


- Диаграмма режимов представляет совокупность характеристик расхода пара или тепла турбоагрегатом при различных отборах пара на производственные и теплофикационные нужды.
- Нижняя кривая соответствует уловию, когда отбор пара нет. Это конденсационный режим. При увеличении отбора характеристика турбины перемещается параллельно самой себе.

Вид диаграммы режимов турбоагрегата с производственным и теплофикационным отбором пара



Характеристики ГЭС



- Расходная
- Дифференциальная
- Натурные дифференциальные

Характеристики гидроагрегатов обычно представляются изолиниями для постоянных напоров . На расходной характеристике даются изолинии *Q* (P) для *H* = const, на дифференциальной - изолинии *q* Натурные характеристики гидроагрегатов часто имеют более сложную форму

Характеристики других станций

- **ГТУ**
- Максимальное значение к. п. д. ГТУ соответствует номинальной мощности и равно примерно 30%. Удельные расходы ГТУ значительно превосходят средние значения показателей современных КЭС. Экономичность работы ГТУ существенно ухудшается при снижении ее нагрузки и при увеличении температуры наружного воздуха. Например, для ГТУ – 100 – 750 -2 при номинальной мощности , удельный расход равен 430 г/Квтч, что в 1,25 раза выше, чем на КЭС, а при снижении мощности до 30% номинальной величина повышается до 720 г/ Квтч

- АЭС

Агрегаты АЭС на тепловых нейтронах в небольших пределах могут регулировать нагрузку. Однако при этом резко снижается их надежность, и в настоящее время они в основном предназначены для базовой зоны графика нагрузки.

Способы получения характеристик

- Паспортные характеристики. Даются заводом изготовителем.Их погрешности достигают 10%
- Натурные характеристики. Получаются в результате специального эксперимента в натуре. Погрешности до 5 % и выше
- Характеристики, получаемые в АСУ ТП Требуется непрерывное измерение многих параметров. Погрешности примерно 2%.

Характеристики, получаемые в АСУ ТП

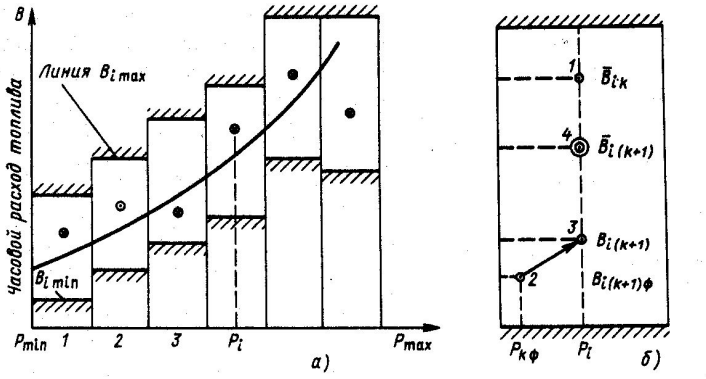
- Для ГЭС нет надежных способов измерения расхода воды.
- Для ТЭС расход топлива определяется косвенно по ем параметрам, которые можно замерить.
- **Схема получения характеристики**

-Измеряют непрерывно 5-7значимых параметров.

-Подбирают аппроксимирующую функцию.

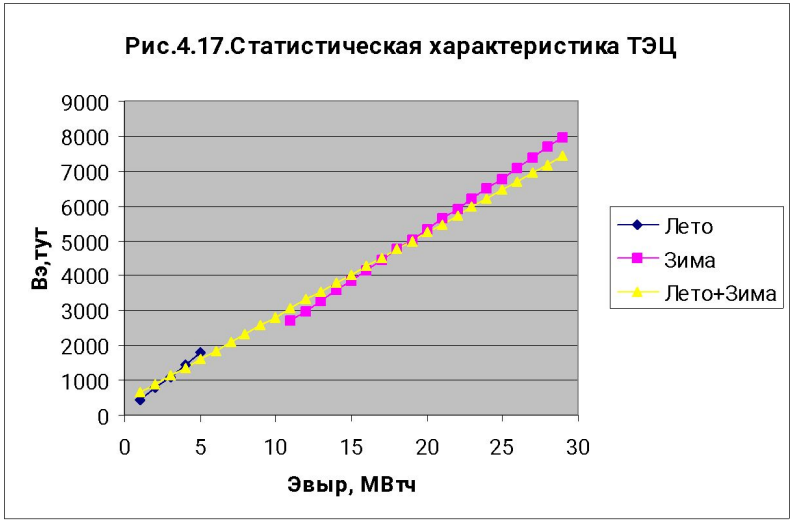
-Параметры функции непрерывно уточняются по новым замерам.

Пример построения характеристики энергоблока в АСУ ТП



- Из 200 измеряетмых параметров выбирают 7.
- Информация вводится в ЭВМ каждые 15с. Проверяется достоверность измерений.
- Данные осредняются за 15 мин.
- По известной аппроксимирующей функции рассчитывается расход топлива
- Уточняется характеристика

Статистические характеристики



- Строятся по данным учета ТЭП
- Для расчетов используются те характеристики, которые имеются на станции
- Статистические характеристики учитывают изменение режима во времени

Заключение

- Характеристики агрегатов являются важнейшей исходной информацией
- В режимных задачах используются характеристики различного вида.
- В настоящее время еще не решен полностью вопрос получения качественных характеристик.
- Наиболее достоверные характеристики получают в АСУ ТП.
- Приходится использовать паспортные или экспериментальные характеристики. Их погрешности составляют 5 –10%.
- Многие режимные параметры приобрели свойства товара и на цены влияют погрешности характеристик.

Оптимизация режимов

Основные положения
Критерии оптимизации
Математическая модель
Информация

Принцип энергоснабжения- экономичность режимов

- ***<u>Множество режимных задач влияет на экономичность и должны решаться как оптимизационные.</u>***
- Выбор состава работающего оборудования на электростанциях
- Распределение нагрузки между агрегатами станций, между станциями различного типа, между энергосистемами
- Потокораспределение в сети
- Поддержание напряжения в точках сети
- Планирование ремонтов
- Энергетические балансы на оптовом и региональном рынках
- Размещение резервов мощности

В настоящее время оптимизация проводится частично

- В основном монопольный рынок
- Не учитывают в полной мере принцип экономичности работы энергетических объектов
- Нет контрольных механизмов за затратами энергетических предприятий , отсутствуют многие нормативы
- Многие руководители не имеют специального энергетического образования
- **Произвольное решение этих задач приводит к постоянному росту издержек и цен**

Советские ученые
создали теорию и методы
оптимизации режимов

Без знания оптимизационной

теории

методов

и алгоритмов

нельзя быть грамотным менеджером

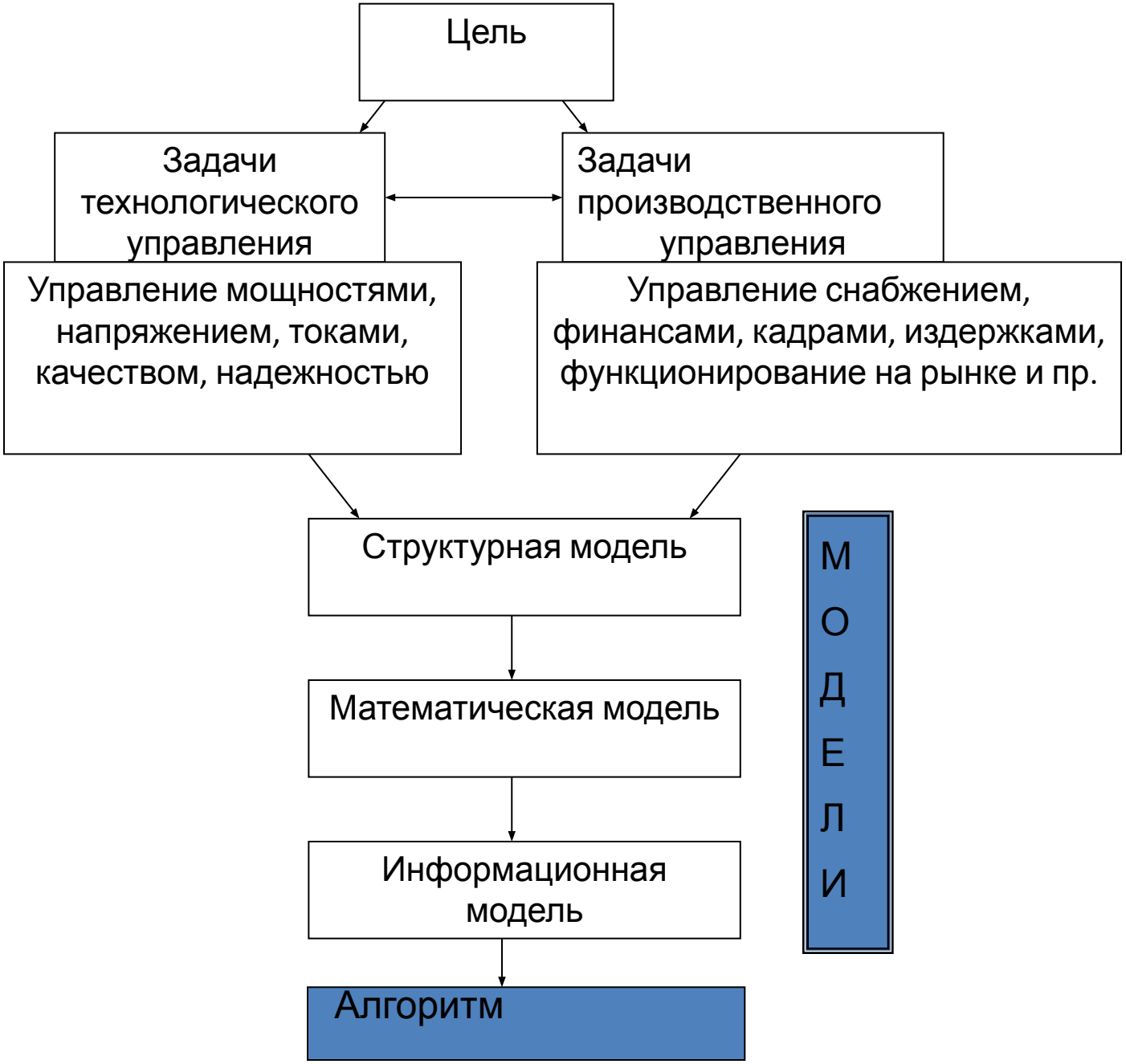
Оптимизация

- Слово «оптимизация» может иметь очень глубокий смысл, но может и не иметь никакого конкретного смысла, если его употребляют только в качестве эквивалента слова «хороший».
- Слово «оптимальный» должно означать, что некий объект (процесс) лучше, чем другие объекты (процессы), отвечает определенным показателям — ***критериям оптимальности***.
- Таким образом, понятие оптимальности **относительно**. Оно связано со сравнением между собой (по тем или иным показателям) объектов или процессов.

Критерии оптимизации – показатель по которому ведется оптимизация

- Критериев эффективности много и это зависит от содержания задачи
- Сложный экономический объект описывается не одним критерием, а рядом критериев многокритериальная оптимизация.
- При одом критерии – одноцелевая оптимизация
- От критерия зависит математическая модель задачи, алгоритм и программа расчетов.

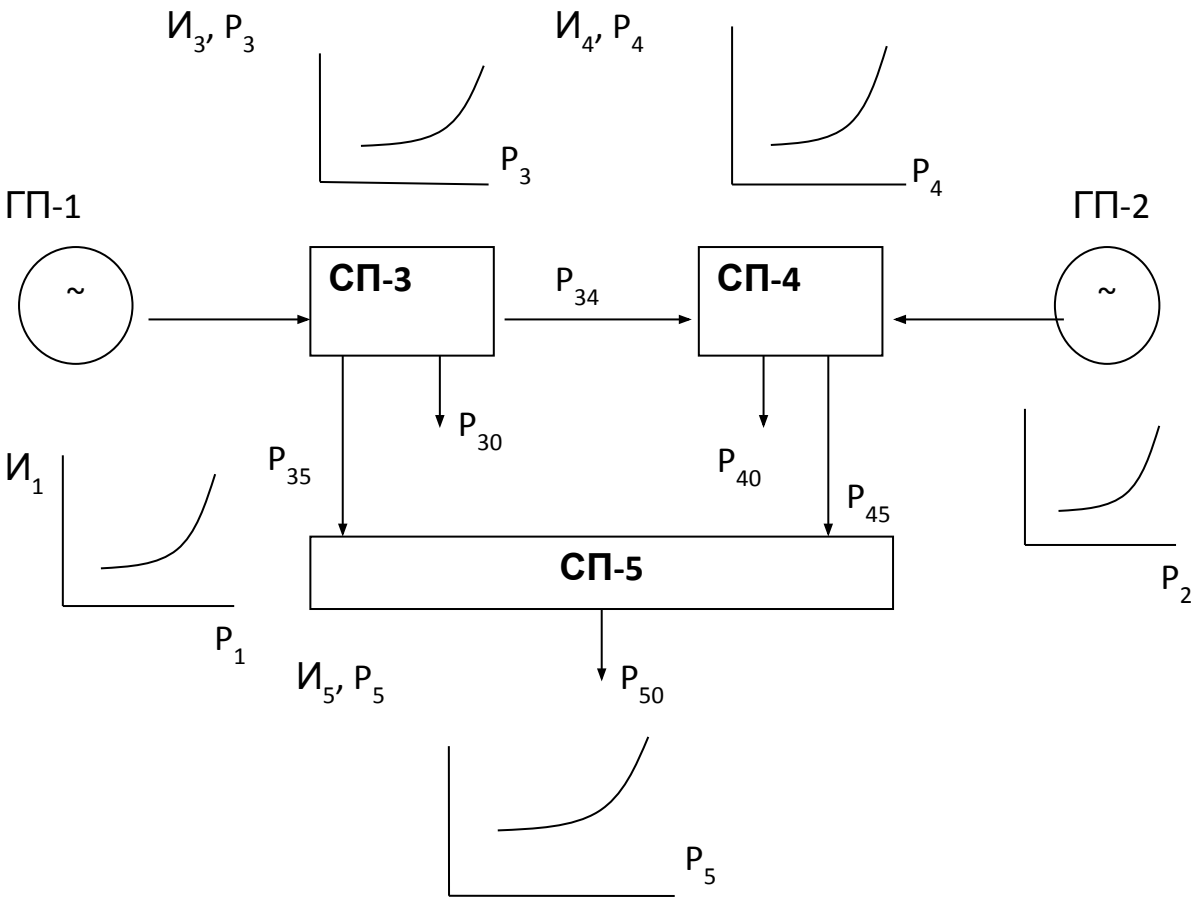
Выбор критерия - первый этап оптимизации


Цель
Задачи технологического управления
Задачи производственного управления
Управление мощностями, напряжением, токами, качеством, надежностью
Управление снабжением, финансами, кадрами, издержками, функционирование на рынке и пр.
Структурная модель
Математическая модель
Информационная модель
Алгоритм
МОДЕЛИ

Критерии оптимизации в энергетических режимных задачах.

- *Государственные задачи – наибольшая эффективность (минимум затрат, соц. Эффект,политический эффект.*
- *Во внутристанционных задачах* - технические критерии: минимум расхода энергоресурса (топлива или воды), максимум кпд, минимум потерь энергии.:
- ,*При оптимизации режима электрической сети*, -потери энергии в сети или их стоимость, стоимость передачи энергии.
- *При оптимизации режима электроэнергетической системы* -полные издержки. - Исистемы = Σ Ипредприятий = мин..
- Если режим не влияет на другие составляющие затрат предприятий - Итопл = Имин.
- *Для коммерческих* задач- прибыль (станции, компании) П=Пмакс.
- ***Выбор критерия имеет важное значение для разработки математической модели оптимизации.***

Инженерная постановка задачи



Требуется технологическая и производственная схема объекта для формализации задачи и разработки алгоритма ее решения.

Инженерная постановка задачи определяет:

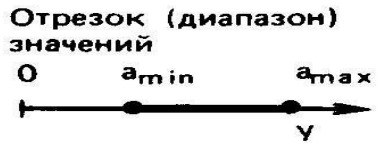
- Цель расчетов,
- Содержание задачи,
- Требования к формализации задачи,
- Алгоритм расчетов

Информация для расчетов и ее природа

Дерминированная информация основана на закономерных причинно-следственных связях.

- ***Вероятностно-определенная*** (ее и называют вероятностной) отражает причинно-следственные связи, имеющие случайный характер.
- ***Неопределенная информация*** неоднозначная, и причины неоднозначности неизвестны. Обычно она задается диапазоном возможных значений или диапазоном и распределением вероятностей величины внутри диапазона. В последнем случае имеет место частичная неопределенность. Естественно, что неопределенность показателя тем выше, чем шире диапазон его возможных значений.
- ***Неопределенная информация-*** имеются показатели, для которых получить объективные вероятностные характеристики нельзя (новые виды оборудования, перспективные величины электро и тепло потребления, политическая и экономическая ситуация и пр.).В этом случае информация полностью неопределенная
- ***Вид информации влияет на информационную и математическую модель задачи***

Информация

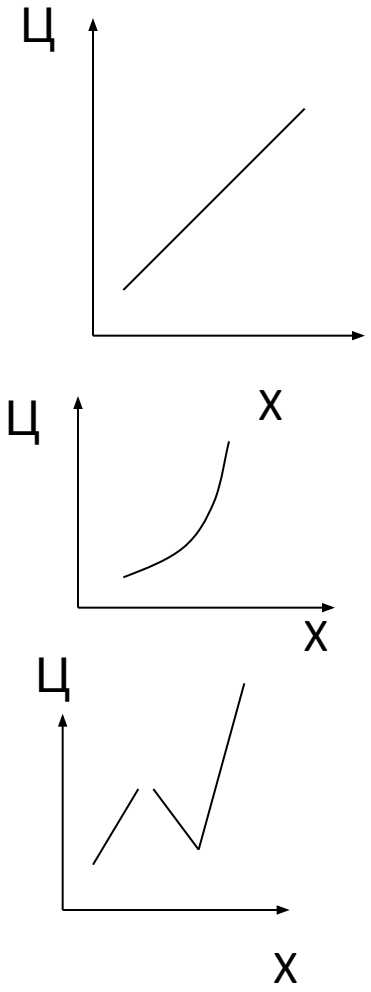
Вид информации	Форма математического описания	
	Непрерывные величины	Дискретные величины
Детерминированная (однозначная)		
Вероятностно-определенная		Ряд распределения y_1 y_2 ... y_n p_1 p_2 ... p_n $\sum_{i=1}^{n} p_i = 1$
Частично-неопределенная		Серия рядов распределения y_1 y_2 ... y_n p_1 p_2 ... p_n y_1' y_2' ... y_n' p_1 p_2 ... p_n y_1'' y_2'' ... y_n'' p_1 p_2 ... p_n . . . . .
Неопределенная		

Информационные модели

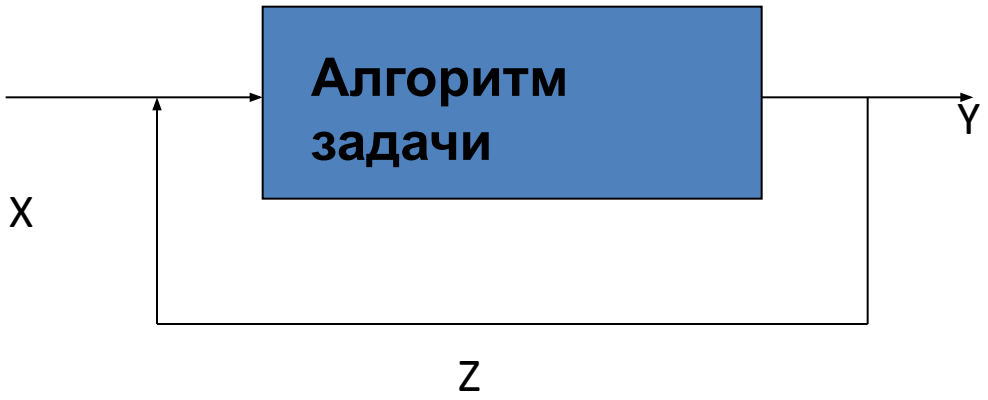
- Производственные задачи решаются на основе детерминированных информационных моделей – требуется однозначность управления. Неопределенность учитывается резервами, запасами, корректировками.
- Исследовательские задачи могут решаться на основе вероятностных и неопределенных информационных моделей.
- Для вероятностных моделей необходимо знать функции распределения вероятностей.
- Для неопределенных используются игровые методы, метод Монте –Карло, нейронные методы.

Математические методы оптимизации

- Вид целевой функции -<u>линейная.</u> Методы линейного программирования. Максимальная размерность 5000 и больше
- Вид целевой функции- <u>не линейная</u>, дифференцируемая, размерность~1000
- <u>Дискретное программирование-</u> Целевая функция любого вида, в том числе с разрывами, размерность~500



Условная схема для математической модели



Математические модели

- ***Оптимизационная модель*** одноцелевого объекта управления.
- Система уравнений, которые связывают цель управления *U* с параметрами объекта *XYZ*
- 1.***Уравнение цели*** (целевая функция), которое связано с параметрами входа X и выхода Y.***U (X, Y)⇒extr,***
- При учете ограничений в виде штрафных функций уравнение цели имеет вид
- ***Ц = Ц (X, Y) + ШΔx ΔX)⇒extr.***
- 2. ***Уравнения связи*** показывают зависимость выходных параметров объекта от входных ***Y =A(X),***
- 3.***Уравнения ограничений*** показывают допустимые условия изменения входных и выходных параметров и могут задаваться в виде неравенств и равенств.
- ***Xmin ≤ X ≤ Xmax,***
- ***W(ΣYt) = 0.***
- ***4.Уравнение оптимизации*** определяется некоторой функцией, показывающей зависимость между параметрами X и Y, которые дают решение по уравнению цели. Вид функции определяется математическим методом оптимизации.

Другие виды моделей

- ***Адаптивные модели***. В начале параметры модели и принципы управления определяются по имеющейся информации.. По мере появления новых данных они могут уточняться.
- ***Имитационная модель***. Имитационная модель имеет вид - « что будет если ……? ».. Они широко используются в вариантных расчетах, когда задаются параметры на входе и определяются параметры на выходе или задается какое - то сочетание параметров входа и выхода.. Имеются имитационные модели для вероятностных задач.
- ***Упрощенные математические модели.*** В упрощенных моделях используются эвристические методы оптимизации.
Многокритериальность управления. Большое число задач в энергетике имеет не один а несколько критериев, причем часто они противоречивы.. При решении многокритериальных задач производится векторная оптимизация. Она сводится к тому, чтобы получить общий критерий, являющийся функцией частных критериев, т.е.
- K (x) = {K1 (x), K2 (x), ,Kn (x)}, где K(x) частные цели.
- Если частные критерии противоречивы, общий критерий определяется на основе компромисса.

Этапы формализация инженерной задачи

- Разработка математической модели задачи
- Выбор метода оптимизации
- Выбор модели - оптимизационной, расчетной имитационной и др.

Задачи оптимизации

- Обычно все задачи оптимизации режимов делятся на две группы – краткосрочной и долгосрочной оптимизации
- **Задачи краткосрочного управления режимами ЭЭС решаются на суточном и меньших периодах времени.**
- Для нормального режима рассматриваются задачи:
- *выбора оптимального состава работающего оборудования,*
- *распределения активной и реактивной нагрузки между всеми генерирующими единицами,*
- минимизации потерь в сетях при транспорте энергии,
- разработки оптимальных энергетических балансов,
- выбора и размещения оперативных резервов мощности,
- регулирования частоты,
- регулирование напряжения,
- обеспечение режимной надежности системы и ее отдельных объектов.

Задачи долгосрочной оптимизации

- Основной режимной задачей долгосрочной оптимизации является оптимальный режим водно-энергетического регулирования водными ресурсами водохранилищ ГЭС. От использования водных ресурсов зависят возможности краткосрочной оптимизации. Это основная гидроэнергетическая задача.
- Составление энергетических балансов
- Составление графика ремонтов
- Составление планов работы.

Заключение

- Оптимизация режимов направлена на удовлетворение требований потребителей к экономичности энергоснабжения.
- При оптимизации повышается эффективность использования ресурсов, оборудования, энергетических процессов.
- Методы и алгоритмы оптимизации режимных задач в прошлом глубоко разработаны, но требуется их развитие для современных условий бизнеса энергетических предприятий.
- Имеется богатый опыт использования программ расчетов оптимальных режимов – требуются новые программы и новые информационные технологии.
- В настоящее время этим задачам уделяется большое внимание.

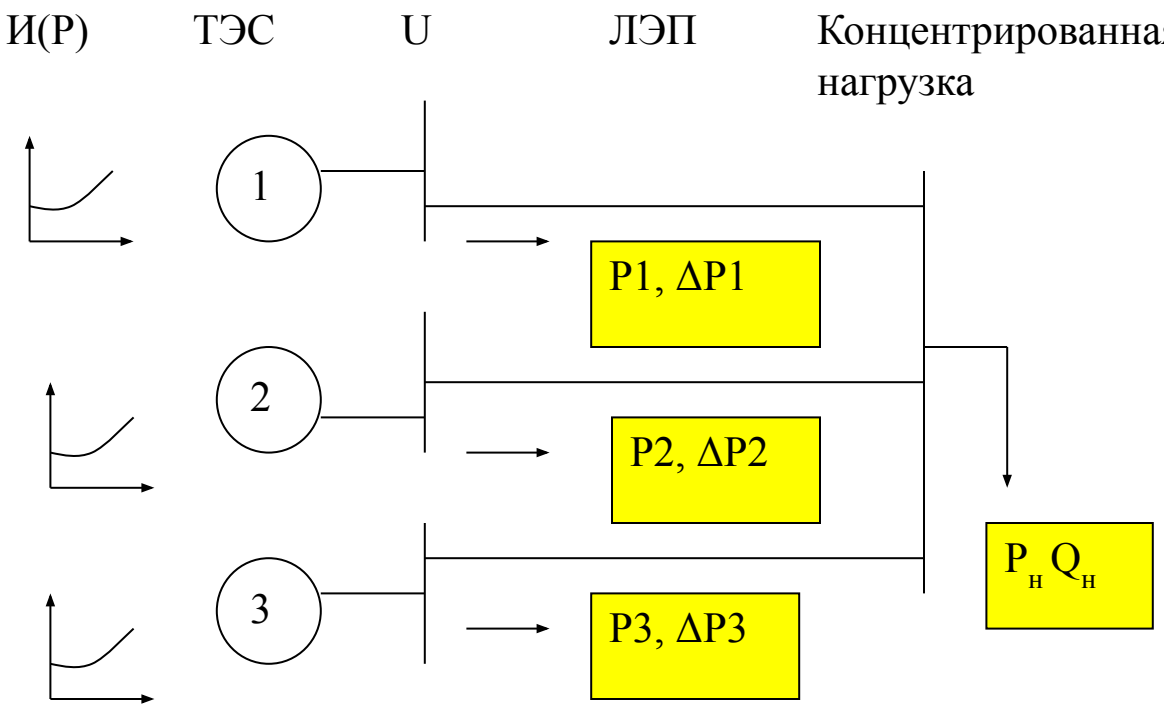
Схема объекта управления

- X – параметры на входе
- Y – параметры на выходе
- Z- обратная связь Z(X,Y)

НАИВЫГОДНЕЙШЕЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

- Суть задачи оптимального распределения нагрузки заключается в том, чтобы нагрузку потребителей распределить между генераторными единицами по принятому критерию оптимизации. Имеется множество вариантов энергетического баланса, но надо найти из их числа оптимальный.
- Разновидности этой задачи:
- для единой системы ЕЭС,
- для объединенных систем ОЭС,
- для районных тепловых или гидротепловых систем, для электростанций разного вида,
- в масштабе краткосрочной или долгосрочной оптимизации,
- может рассматриваться только баланс активных мощностей или реактивной.

Тепловая энергосистема



Математическая модель задачи распределения нагрузки в тепловой ЭЭС

1.Уравнение цели

$$И = И_1(P_{m1}) + И_2(P_{m2}) + \ldots + И_n(P_{mn}) \Rightarrow \min$$

2.Уравнение связи И(Р)

3.Уравнения ограничений $P_{min} < P > P_{max}$

$$\sum_i P_{mi} - P_н - \pi = 0$$

4.Уравнение оптимизации по методу Лагранжа

$$\Phi = (И_1 + И_2 + \ldots + И_{mi}) + \lambda_н \cdot \left(\sum_i P - P - \pi \right) = 0$$

Вывод условия оптимизации

- Выведем уравнение оптимизации с использованием метода неопределенных множителей Лагранжа. Функция Лагранжа
- Дифференцируем функцию Лагранжа по переменным ,Pi и, чтобы найти минимум функции, приравниваем производные нулю, тогда получим систему уравнений:

$$\Phi = \left(И_1 + И_2 + \ldots + И_{mi}\right) + \lambda_{и} \cdot \left(\sum_i P \; - P \; - \pi\right) = 0$$

$$\left.\begin{array}{l} \dfrac{\partial \Phi}{\partial P_{m1}} = \dfrac{\partial И_1}{\partial P_{m1}} + \lambda \cdot \left(1 - \dfrac{\partial \pi}{\partial P_{m1}}\right) = 0; \\ \cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots\cdots \\ \dfrac{\partial \Phi}{\partial P_{mn}} = \dfrac{\partial И_n}{\partial P_{mn}} + \lambda \cdot \left(1 - \dfrac{\partial \pi}{\partial P_{mn}}\right) = 0. \end{array}\right\}$$

Уравнение оптимизации

- Введем обозначения: bi- относительный прирост затрат электростанций, который показывает, как изменятся затраты *i*–й станции, если ее нагрузка изменится на величину ;сигма - относительный прирост потерь активной мощности в сетях, т.е. величина, показывающая, насколько изменятся потери в сетях, если мощность только *i*–й станции изменится на dP.
- Применяя эти обозначения, получаем условия наивыгоднейшего распределения нагрузки

$$\frac{\frac{\partial И_1}{\partial P_{m1}}}{1-\frac{\partial \pi}{\partial P_{m1}}} = \ldots = \frac{\frac{\partial И_n}{\partial P_{mn}}}{1-\frac{\partial \pi}{\partial P_{mn}}}$$

$$\mu = \frac{b_i}{1-\sigma_i} = idem$$

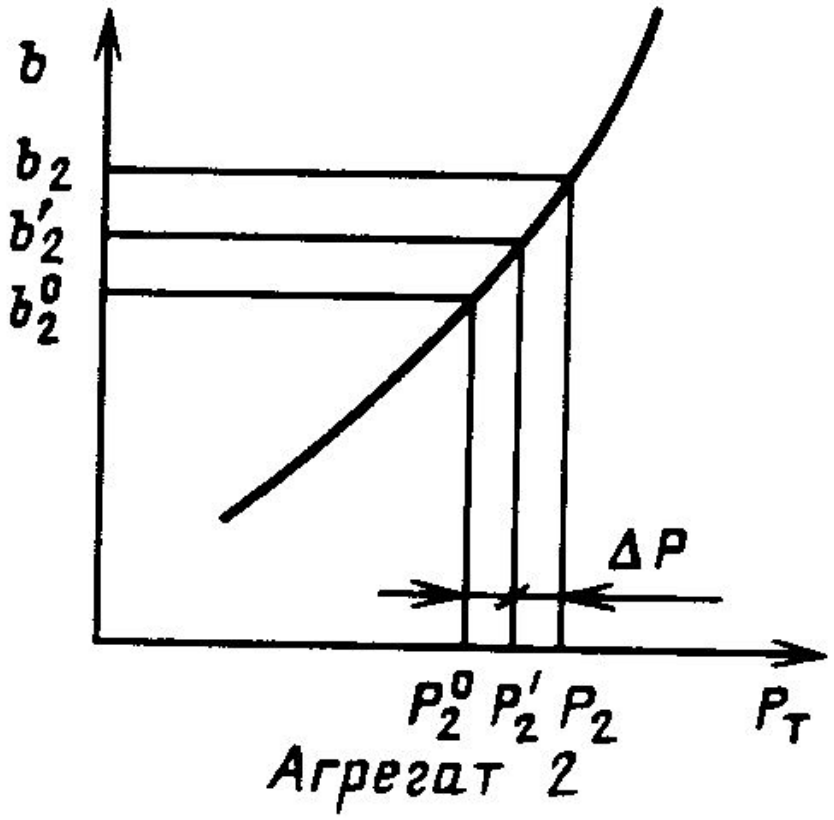
Физический смысл условия оптимизации

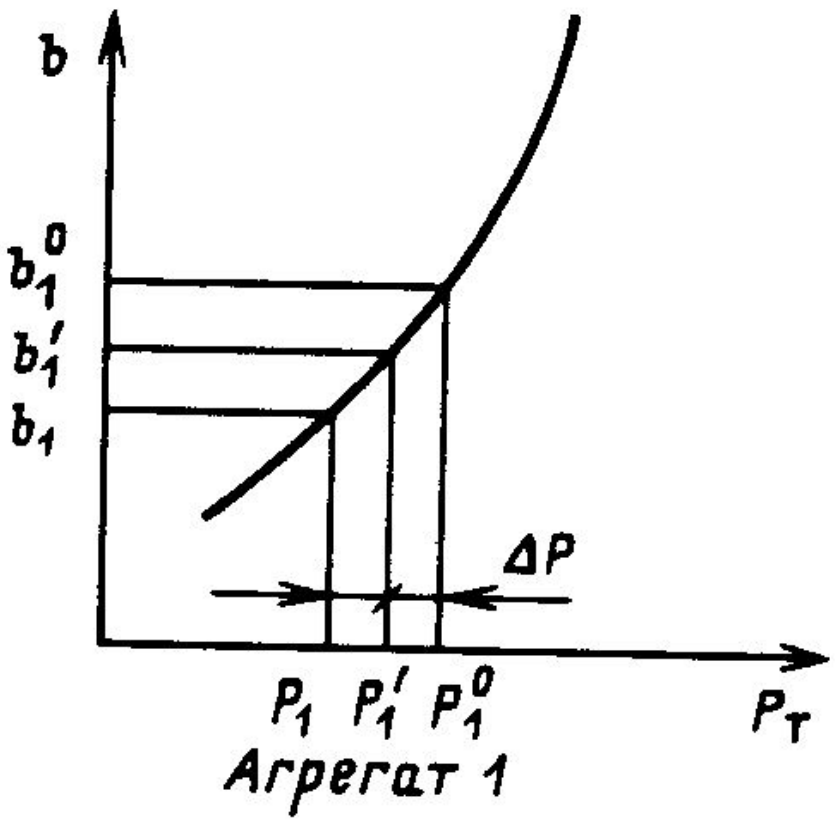
- При наивыгоднейшем распределении нагрузки прирост затрат на прирост активной мощности должен быть одинаковым для всех электростанций

$$\frac{\frac{\Delta И}{\Delta P_m}\cdot \Delta P_m}{\left(1-\frac{\Delta \pi}{\Delta P_m}\right)\cdot \Delta P_m} = \frac{\Delta И}{\Delta P_m - \Delta \pi} = \frac{\Delta И}{\Delta P_н} = idem$$

Равенство относительных приростов станций

Иллюстрация оптимальности режима при равенстве относительных приростов





Оптимальное распределение нагрузки между ГЭС и ТЭС

- Задача заключается в том, чтобы в каждом расчетном интервале всего периода *T* получить наивыгоднейшее распределение нагрузки между станциями.
- 1.Уравнение цели

$$И = \sum_{t=1}^{t=k} И_t \cdot \Delta\tau_t \Rightarrow \min$$

- 2. Уравнения связи - это энергетическая характеристика эквивалентной ТЭС и расходные энергетические характеристики каждой ГЭС .
- 3. Уравнения ограничений. Для каждого расчетного интервала имеется балансовое уравнение мощностей (всего уравнений):
- .

$$W_{Pt} = P_t - \left(P_{mt} + P_{\alpha t} + P_{\beta t} + \text{□} + P_{\gamma t}\right) + \pi_t = 0$$

- Для каждой гидростанции задается ограничение по стоку (всего *j* уравнений)

$$W_j = W_{Qj} - \sum_{t=1}^{t=k} Q_{jt} \cdot \Delta\tau_t = 0$$

Условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС

- Функция Лагранжа

$$\Phi = \sum_{t=1}^{t=k} B_t + \sum_{t=1}^{t=k} \lambda_t \cdot W_{Pt} + \sum_{j=\alpha}^{j=\gamma} \lambda_j \cdot W_j$$

Уравнение оптимизации

$$\frac{cb}{1-\sigma_m} = \lambda_j \frac{q_j}{1-\sigma_j}$$

λ_j

Физический смысл условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между ГЭС и ТЭС

$$cb = \lambda_j \cdot q \qquad \lambda_j = \left(\frac{c\Delta B}{\Delta P}\right) \cdot \left(\frac{\Delta Q}{\Delta P}\right)^{-1} = \frac{c\Delta B}{\Delta Q}$$

- Следовательно, λ_j мера эффективности использования гидроресурсов в системе. Этот коэффициент показывает, какая экономия затрат будет получена на ТЭС, если на ГЭС дополнительно используется расход воды dQ. Наивыгоднейшим будет такой режим, при котором ресурсы каждой ГЭС будут использованы с одинаковой эффективностью в течение всего периода оптимизации, т.е. будет постоянство величины

$$\lambda_j$$

Оптимальное распределение нагрузки между агрегатами станций

Оптимальное распределение нагрузки между агрегатами ТЭС

- Для ТЭС возникают задачи распределения нагрузки между турбинами, котлами, блоками, частями станции. Простые условия наивыгоднейшего распределения получаются лишь для конденсационных турбоагрегатов, блоков и котлов.
- между конденсационными турбинами

$$b_{m\ i} = \frac{\Delta D_i}{\Delta P_i} = idem$$

- между котлами
- ;
- между блоками

$$b_{к\ i} = \frac{\Delta B_i}{\Delta D_i} = idem$$

- .

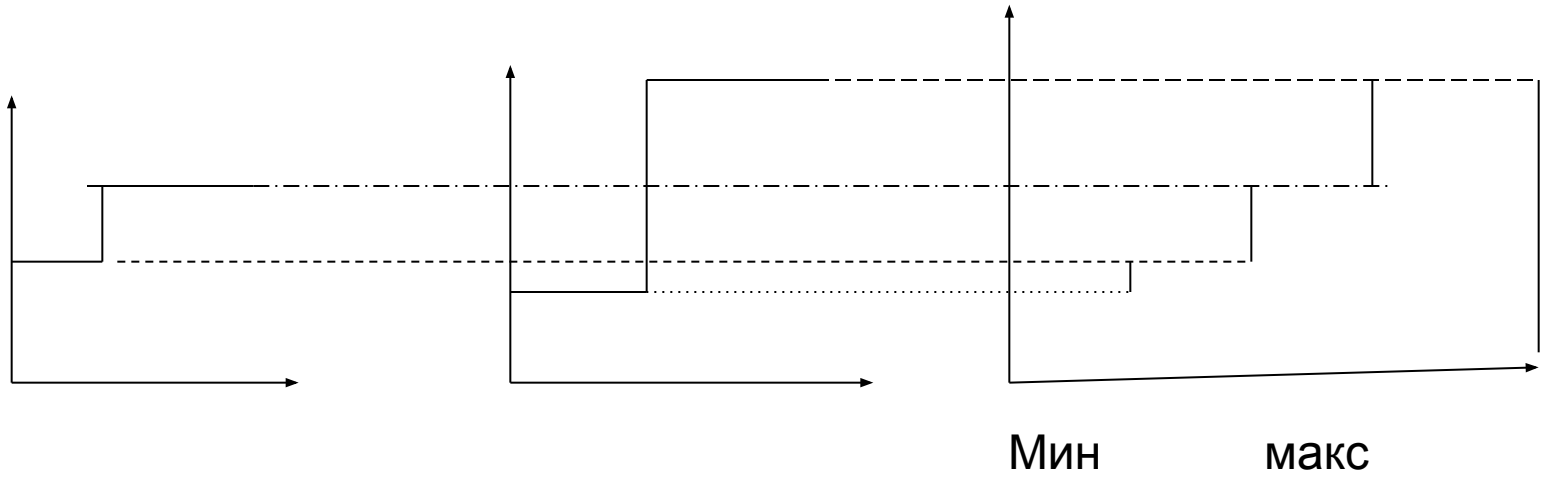
$$b_{бл\ i} = \frac{\Delta B_i}{\Delta P_i} = idem$$

- Легко показать, что
- .

$$b_{бл\ i} = b_{m\ i} \cdot b_{к\ i}$$

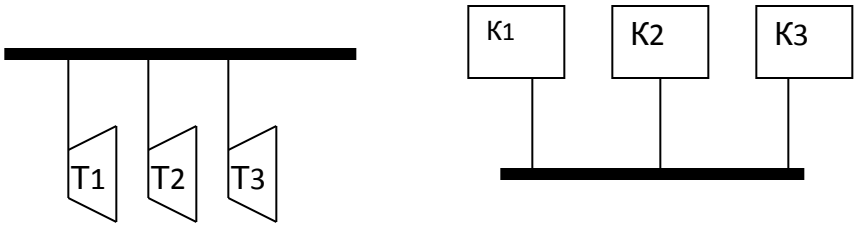
- Условия наивыгоднейшего распределения нагрузки между частями станции аналогичны блокам

Очередность загрузки определяется
по величине относительных приростов



Пример загрузки турбин по их относительным
приростам

Распределение нагрузки для ТЭС с турбинами, работающими на общий паропровод



- Критерием оптимизации является минимум расхода пара по станции Dтэс =ΣDi =мин.
- Распределение нагрузки сначала прозводится между всеми турбинами, а затем между котлами. Если рассматривать различные мощности турбин. То можно построить характеристику станции

заключение

- Задачи оптимального распределения нагрузки чрезвычайно разнообразны. Они решаются с учетом пространственной и временной иерархии, в строгой и упрощенной постановке, по различным критериям оптимизации. Для них хорошо разработан теоретический аппарат, алгоритмы и программы. Объясняется это тем, что они повсеместно используются при эксплуатации, при планировании развития и при исследованиях систем

Резервы мощности

Нагрузочный

Аварийный

Ремонтный

Резервы это обеспечение надежности

- Резервы мощности необходимы для обеспечения надежности электроснабжения потребителей. Общий резерв мощности складывается из следующих видов резерва: нагрузочного, аварийного, ремонтного и народнохозяйственного:
- Ррез = Рнх + Рнагр +Рав + Ррем .

Нагрузочный резерв

- Он предназначен для покрытия резких случайных колебаний нагрузки. Мгновенные значения мощности имеют вид “пилоообразной кривой».
- Энергосистема должна иметь дополнительную мощность для покрытия случайных увеличений нагрузки. Это – нагрузочный резерв.
- Случайные нагрузки заранее неизвестны. Опыт работы энергосистем дает диапазон случайных нагрузок – 1-3% максимальной нагрузки системы. Чем больше система, тем меньше относительная величина случайных изменений нагрузки.
- Энергосистемы обычно достаточно точно знают величины случайных изменений нагрузки.
- Наиболее опасны случайные толчки нагрузки в момент прохождения максимума системы, поэтому величина нагрузочного резерва определяется в зависимости от максимальной нагрузки. При максимальных нагрузках мощности станций используются наибольшим образом.
- Для того чтобы покрывать случайное увеличение нагрузки, необходим горячий резерв мощности. Нагрузка меняется мгновенно, а самый быстрый пуск, пуск агрегата ГЭС, осуществляется за 2-5 мин. Следовательно, агрегаты нагрузочного резерва должны быть включены в сеть и только тогда они смогут покрывать случайные толчки нагрузки, причем загрузка агрегатов должна производиться автоматически и быстро.

Аварийный резерв это мощности

- Нельзя заранее предусмотреть, когда произойдет авария. Авария – случайное событие.
- Имеется методика выбора аварийного резерва с учетом случайных показателей возникновения различных аварий с агрегатами системы
- В практике используются величины, полученные на основании эксплуатационного опыта. Аварийный резерв меняется в широких пределах от 5 до 30 % мощности работающих агрегатов. Чем он больше, тем выше надежность. Аварийный резерв должен быть не меньше мощности самого крупного агрегата станций

Состояние резерва

- Первая очередь – горячий резерв, для обеспечения надежной работы системы при случайных авариях. Величина этой мощности 3 – 5% и она определяется из условия сохранения бесперебойности электроснабжения, частоты и напряжения. Наиболее рационально размещать его на ГЭС либо на агрегатах ТЭС, которые работают с неполной мощностью.
- Вторая очередь - холодный резерв, который включается в работу достаточно быстро примерно за время 1 – 3 мин. Оборудование этого резерва должно быть подготовлено к пуску: электрическая схема собрана, котел находится в рабочем состоянии и др. Эта часть резерва может размещаться и на ГЭС и на ТЭС.
- Третья очередь – резерв включается в течение 2 – 6 часов и на это время мощность потребителей ограничивается. Этот резерв размещается на « холодных» агрегатах. Например, может потребоваться пуск котла.
- Четвертая очередь - это часть резерва предназначена для длительной замены оборудования на время его аварийно - восстановительного ремонта. Чаще всего он размещается на ТЭС.
- Содержание резерва требует затрат. Аварийный резерв требует энергоресурса. На ГЭС необходимо иметь всегда аварийный запас воды в водохранилище, а на ТЭС – запас топлива. На резерв относятся также амортизационные отчисления, часть заработной платы .

Ремонтный резерв системы.

- .

- Ремонтный резерв устанавливается только в том случае, если без него нельзя провести планово-предупредительные ремонты оборудования станций.
- Текущие ремонты проводятся регулярно и сводятся к ревизиям оборудования и устранению дефектов, которые не требуют разборки агрегатов. Обычно текущие ремонты проводятся в дни с пониженной нагрузкой, например, в выходные дни. На ТЭС всегда предусматривается резерв для проведения текущих ремонтов в размере 4 – 8% от установленной мощности станции. На ГЭС такой необходимости в ремонтном резерве нет, поскольку почти весь год ГЭС не работает полной мощностью.
- Резерв для проведения капитальных ремонтов устанавливается тогда, когда в период летнего провала нагрузки тепловые станции не могут в полном объеме провести требуемые ремонты.

Выбор состава работающих агрегатов

Выбор состава агрегатов в значительной мере влияет на экономичность и надежность системы.

На решение задачи влияют:

- Энергетические характеристики агрегатов
- Пусковые расходы
- Ограничения
- Математическая сложность этой задачи: нелинейность, целочисленность, комбинатурность.
- Задача декомпозируется на две части: системную и станционнную

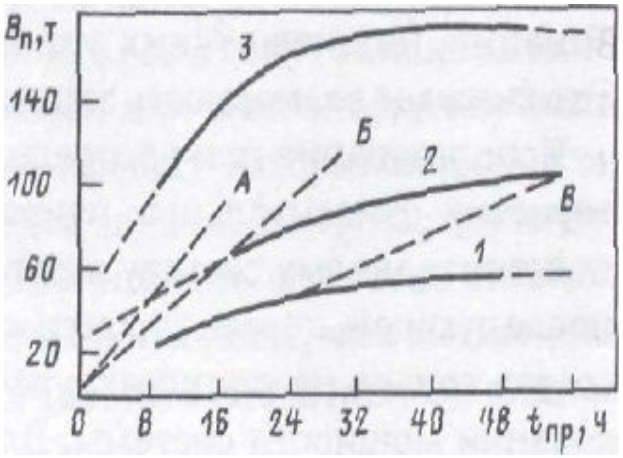
Пусковые расходы

- *Пусковые расходы*. Пусковые расходы включают расход энергоресурса и другие составляющие эксплуатационных расходов . Обычно их приравнивают расходу энергоресурса на пуск и останов агрегата. Другие компоненты пусковых расходов либо не учитываются, либо учитываются эмпирически - постоянным множителем.

- Остановить работающий агрегат выгодно, если суммарная экономия его останова за время простоя агрегата больше издержек на последующий пуск этого же или другого агрегата.

Величина пусковых расходов

- Сравнительно невелики пусковые расходы на ГЭС. Гидроагрегаты пускаются быстро, за 1-3 мин
- Для блоков ТЭС пусковые расходы нелинейно зависит от простоя агрегата.
-



1 - блок 150 МВт; *2* - блок 200 МВт; *3* -300 МВт; *А,Б,В* — спрямленные зависимости для времени простоя 8, 18, 56ч

Особенности определения пусковых расходов

- Для стаций режим агрегата которых известен, можно определить и пусковые расходы для этого агрегата.
- Если режим использования агрегатов неизвестен, то надо решать оптимизацонную задачу пуска останова агрегатов по критерию минимума расхода топлива.
- Задача выбора состава работающих агрегатов с учетом пусковых расходов проводится, как правило, при внутристанционной оптимизации, при известном графике нагрузки станции

Общие методы выбора состава агрегатов

- Задача целочисленная, это требует использования методов комбинатурного анализа.
- Размерность определяется числом возможных сочетаний (комбинаций) c=n!m!/(m-n)!=1000…3000 вариантов.
- Используются упрощения: внутристанционная оптимизация и эвристические методы.
- Внутристанционная оптимизация – состав выбирается при заданном графике нагрузки станции.
- Эвристические методы- по удельному расходу топлива , по состаянию агрегатов и др.

• Выбор состава агрегатов в тепловой энергосистеме

- Можно решать задачу отключения каких-то агрегатов из состава работающих либо подключения дополнительных к работающим. В этом случае достаточно определять только очередность подключения (отключения) части агрегатов, что существенно снижает размерность задачи.

- Подключение (отключение) агрегатов применяется для ТЭЦ, имеющих сложную тепловую схему. Для КЭС, так как котельное и турбинное оборудование имеет большие пусковые расходы
- Задача состава агрегатов решается при допущении о заведомой нецелесообразности "лишних" пусков и остановов турбин и котлов.

Критерия выгодности отключения(подключения)

Критерий основан на сравнении удельного расхода топлива агрегата с относительным приростом расхода топлива системы. Он позволяет выбирать рациональную очередность пуска (останова) агрегатов без определения суммарной экономии топлива в системе.

Удельный расход топлива =в/Р.

Относительный прирост=Δв/ΔР.

Критерий пуска - останова

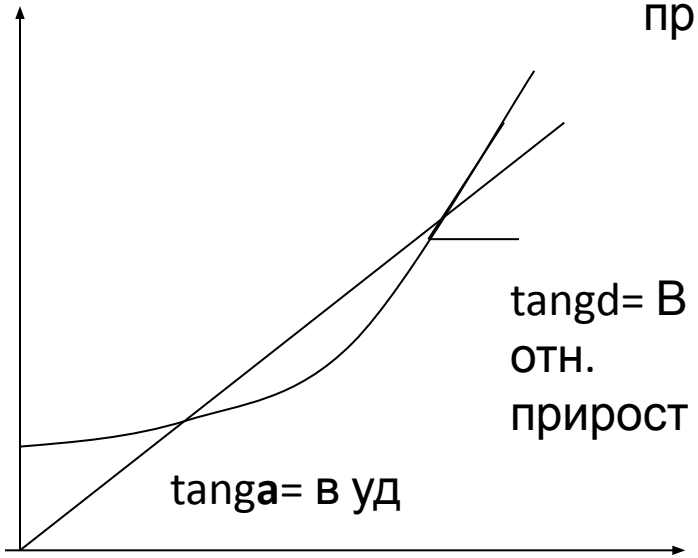
- Пусть нагрузка систем *P* распределена наивыгоднейшим образом между агрегатами, при этом относительные приросты системы и агрегатов равны bc.
- Отключим j-й агрегат, который работал с мощностью Pj и расходом топлива Bj. Тогда оставшиеся в работе агрегаты загрузятся дополнительно на Pj*:* и расход топлива на них возрастет на

$$\Delta B_c = b_c P_j.$$

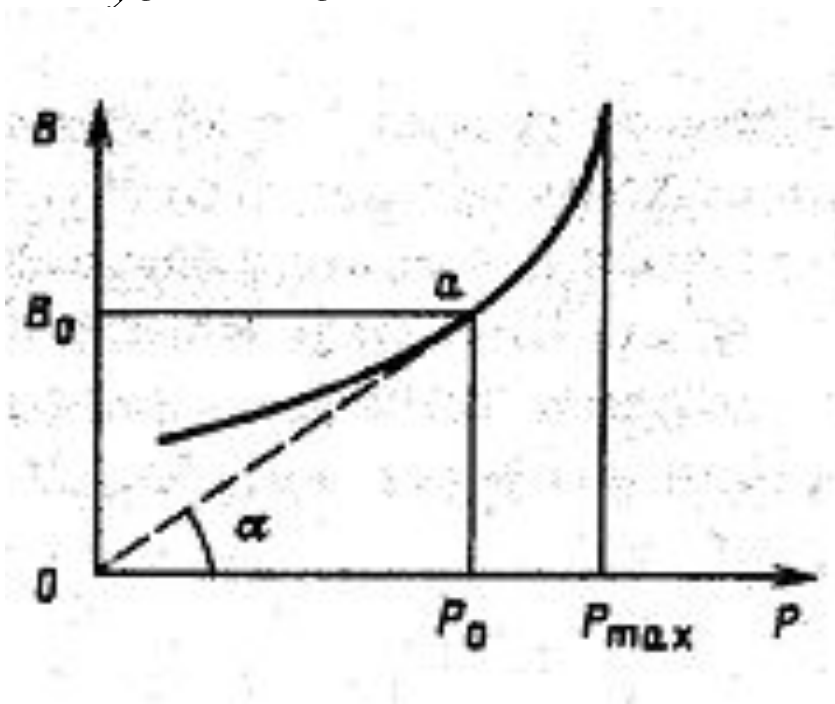
- Разделим обе части на *Pj* .Поскольку удельный расход топлива Ьуд = Bj/ Pj*,* агрегат выгодно отключать, если его удельный расход топлива больше или равен относительному приросту системы, .

$$b_{уд} \geq b_c.$$

Граница выгодности



при $b_{уд} \geq b_c$. Выгодно отключать



P<P₀ отключать

p>p₀ оставлять в работе

Эквивалентные характеристики станций

- Эквивалентные характеристики электростанций в обобщенном виде дают связи параметров режима для станции или нескольких станций.
- Для того чтобы построить эквивалентную энергетическую характеристику станции, необходимо знать какие будут работать агрегаты и какие у них энергетические характеристики, как между ними распределяется нагрузка. Если строится эквивалентная характеристика группы станций, то каждая станция задается своей характеристикой и решается задача, как распределить нагрузку между станциями.
- Могут использоваться различные способы построении эквивалентных характеристик.

• Библиотека эквивалентных характеристик ТЭС

- В общем случае на ТЭС может иметься различное котельное и турбинное оборудование, причем связанное общим паропроводом. Одним из путей решения является использование библиотеки характеристик.

- Каждая характеристика построена для определенного и постоянного состава котлов и турбин.
- По заданному графику нагрузки определяются максимальные и минимальные нагрузки станции на планируемый период. Если в библиотеке есть характеристики, позволяющие обеспечить нагрузку в этом диапазоне, то из них выбирается оптимальный состав агрегатов. Следовательно, вначале делается попытка исключения всех пуско-остановочных операций на рассматриваемом периоде.

Особенности получения характеристик ТЭЦ

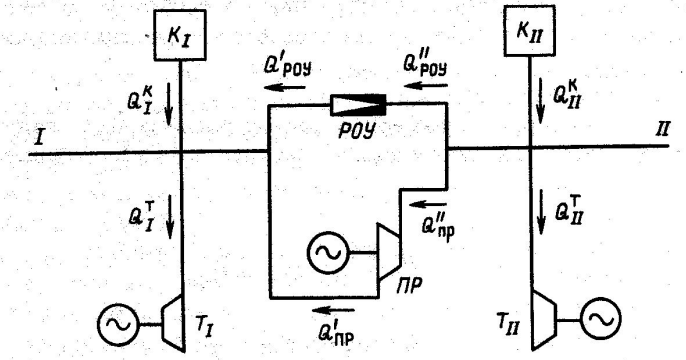


Рис. 7.17. Схема тепловой станции

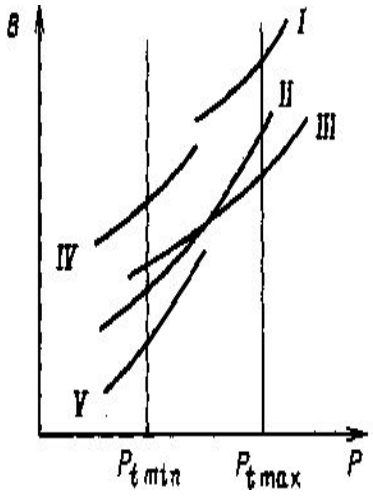
235

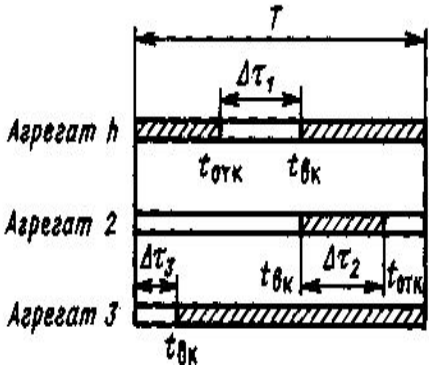
турбиныТ1 могут получать тепловую энергию по одной из следующих схем: от котлов К1,К2,К1 и К2, от К2 через РОУ, К2 через ПР и т.д

Число характеристик очень большое и обычно они образуют библиотеку

Пример библиотеки характеристик

- заданы характеристики для постоянного состава *1-У.*
- Без переключений в заданном диапазоне от *Pmin* до *Pmax* станция может работать только с составом *П* и *III.*
- Сравнив расход топлива станции при работе по графику *P (t)* для этих вариантов, окончательно выбирают оптимальный состав.
- Если таких вариантов нет, то учитываются пусковые расходы.





Число характеристик в библиотеке

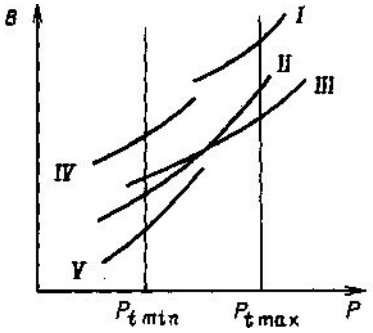
Мосэнерго 1600
ОЭС 1760
ОЭС Юга 500
Донбассэнерго 260

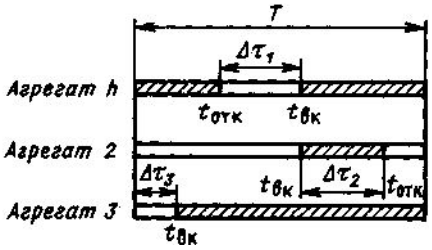
Имеется программа выбора нужной характеристики из библиотеки.

Необходимость учета пусковых расходов усложняет всю задачу.

- В период работы станции имеются интервалы простоя и работы каждого агрегата. Для n-го агрегата первый интервал простоя . Если *п-й* агрегат оставить в работе на этот период, то не будет пусковых расходов, но режим будет неоптимальным и будет перерасход топлива. Варьируя периодами простоя, производится минимизация суммы снижения пусковых расходов и величин

  перерасхода находят решение.





Выбор состава агрегатов на ГЭС

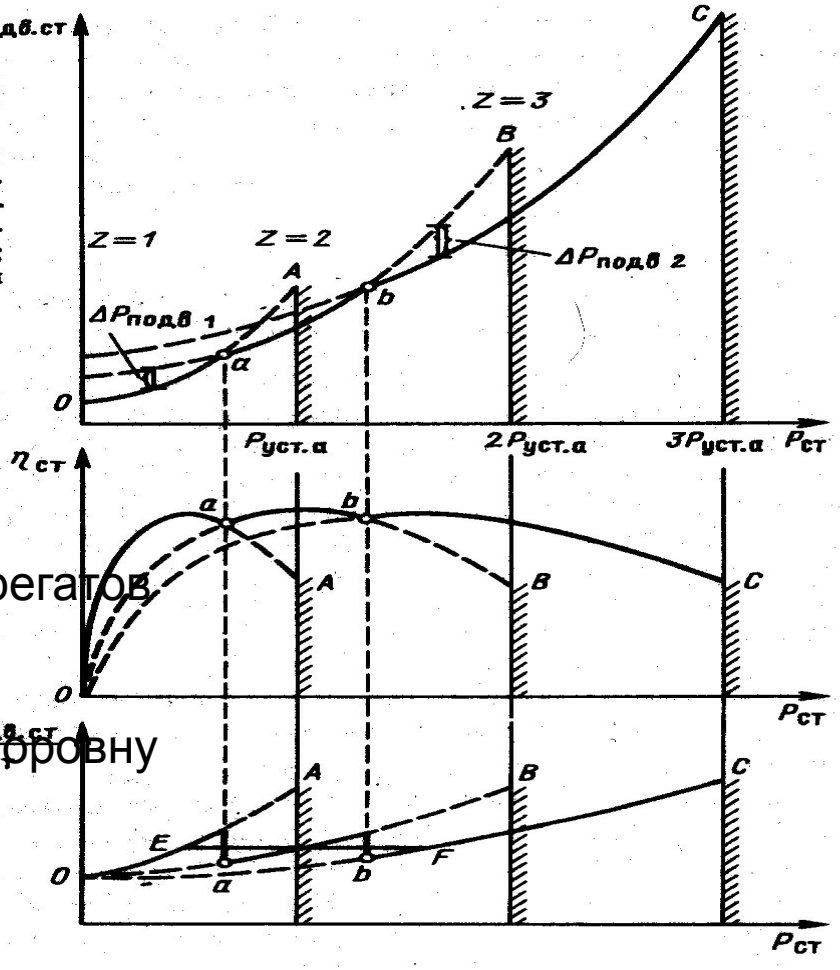


Рис. 7.11. Характеристики станции с одинаковыми агрегатами:

$P_{подв.ст}$, $P_{ст}$ — подведенная и полезная мощности станции; z — число агрегатов; η — КПД станции; $P_{уст.а}$ — установленная мощность агрегата; OA, OB, OC — характеристики станции для $z = 1$, $z = 2$, $z = 3$

Считается, что агрегаты одинаковые

Выбирают только число агрегатов

Все составы равноправны

Нагрузка распределяется поровну

Характеристика станции для любого числа агрегатов получается путем пропорционального изменения координат характеристики одного агрегата.

Расходная энергетическая характеристика станции строится по расходной энергетической характеристике агрегата, причем

$$\left.\begin{aligned} P_{подв.ст} &= z \cdot P_{подв.а}; \\ P_{ст} &= z \cdot P_{а}. \end{aligned}\right\}$$

- Пересеченные характеристики при числе агрегатов z и $z + 1$ дает точку включения $(z + 1)$-го агрегата. Работа большим или меньшим числом агрегатов по сравнению с рекомендуемым приведет к потерям.
- Рабочая характеристика станции строится по рабочей характеристике одного агрегата. Для этого абсциссы характеристики одного агрегата умножаются на число работающих агрегатов,

$$\left.\begin{aligned} \eta_{ст} &= \eta_{а}; \\ P_{ст} &= z \cdot P_{а}. \end{aligned}\right\}$$

- Аналогично рабочим строятся характеристики удельных расходов энергоресурса.

Эквивалентная характеристика относительных приростов станции

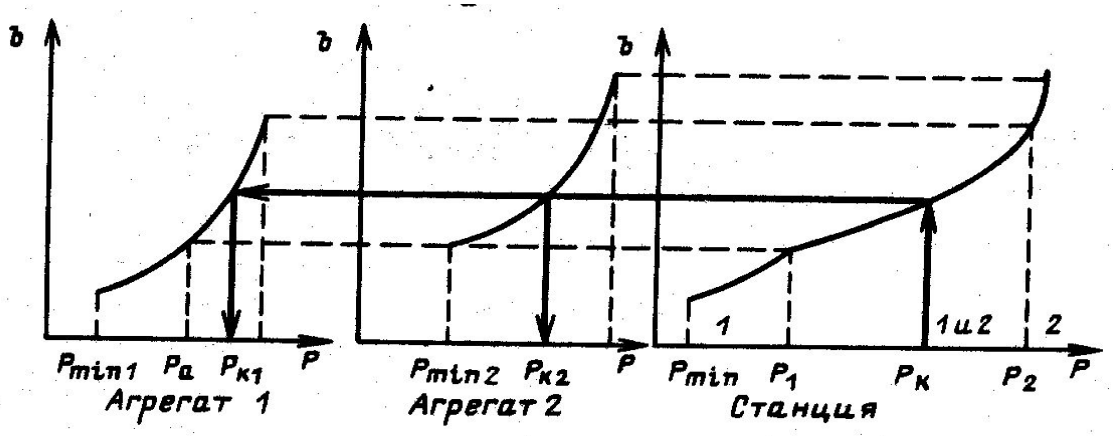


Рис. 7.12. Эквивалентная характеристика двух агрегатов

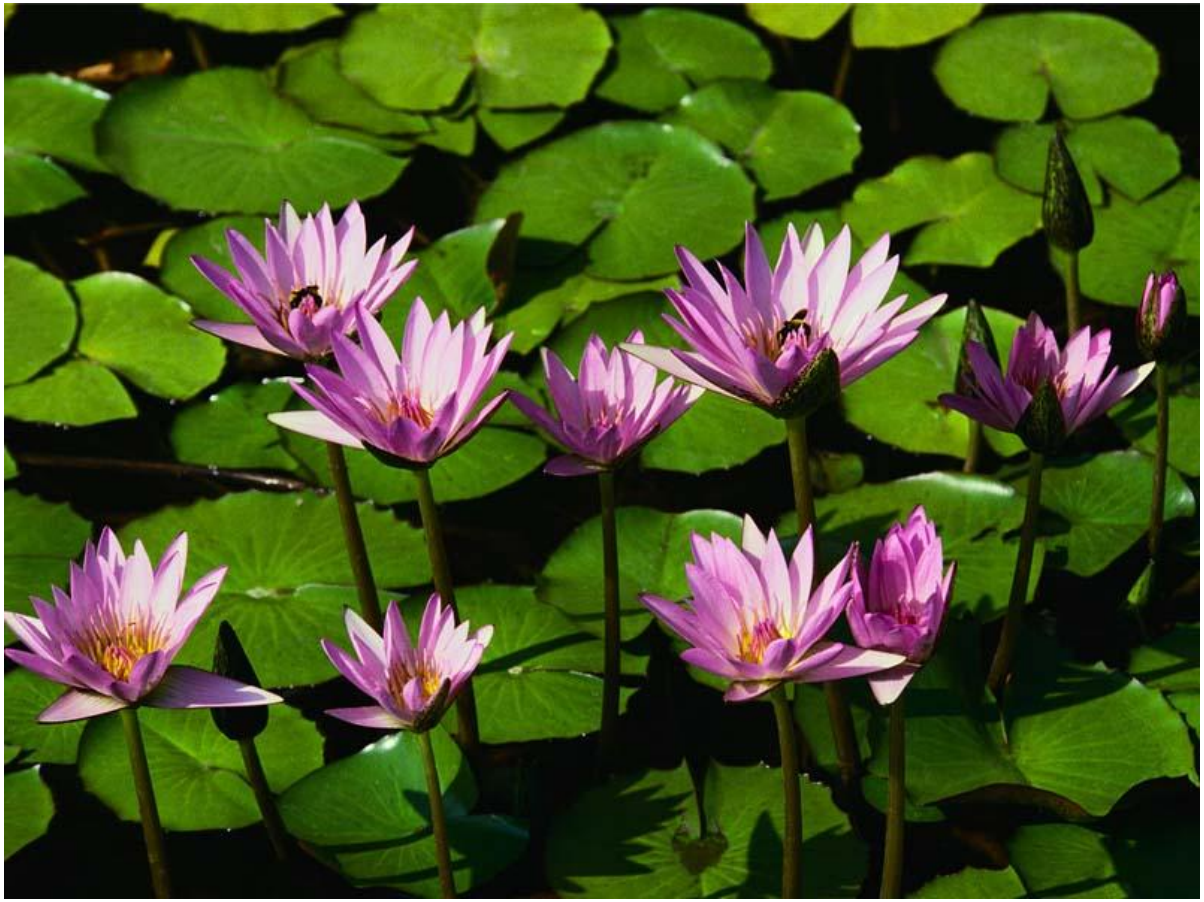
Построение эквивалентных характеистик станций с различными агрегатами

- Характеристики агрегатов электростанций не одинаковые. Они могут иметь любую форму, скачки, изломы, провалы, полочки. Они не дифференцируются, что исключает или затрудняет использование при расчетах методов, в которых используются производные.
- .
- Кроме того, метод динамического программирования в основе ориентирован на выполнение всех расчетов на ЭВМ, что позволяет рационально построить весь вычислительный процесс.

Метод динамического программирования

- *Метод динамического программирования не выдвигает каких-либо требований к виду агрегатных характеристик и в этом смысле обладает универсальными возможностями.*
- Задача построения характеристики электрической станции требует анализа состояния каждого агрегата. Агрегат может быть в рабочем либо нерабочем состоянии. Если на станции имеется n агрегатов, то число состояний будет $2n$. На электростанциях число агрегатов $n = 10 \div 25$, и, следовательно, может быть несколько тысяч состояний, т. е. различных комбинаций агрегатов.
- Метод динамического программирования позволяет анализировать не все возможные состояния, а только их часть. Он вместо полного перебора вариантов осуществляет направленный перебор и рассчитывает их меньшее число, т. е. подавляет размерность задачи

Заключение

- Эквивалентные характеристики электростанций необходимы для оптимизации режимов энергосистем. На их основе строятся эквивалентные характеристики энергосистем, которые используются при оптимизации режимов объединений.
- При построении эквивалентных характеристик учитывается состав работающего оборудования. Если состав меняется, то меняется и характеристика. Состав агрегатов существенно влияет на эффективность решений - на несколько процентов по расходу топлива.
- От качества эквивалентных характеристик зависят решения об управлении режимами.

Оптимизация –это красивое решение режимных задач