

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Преподаватель:

Черепанова Екатерина

Владимировна,

доцент кафедры

«Теплоэнергетика и теплотехника»,

кандидат технических наук

Рекомендуемая литература

- 1. Кудинов А.А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование: учебное пособие. М.: ИНФРА-М, 2012. 325 с.**
- 2. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др. М.: Издательство МЭИ, 2005. 454 с.**
- 3. Строительство тепловых электростанций. Том 1. Проектные решения тепловых электростанций: учебник для вузов /**

ВВЕДЕНИЕ

1. Особенности функционирования энергетики в природно-климатических условиях России

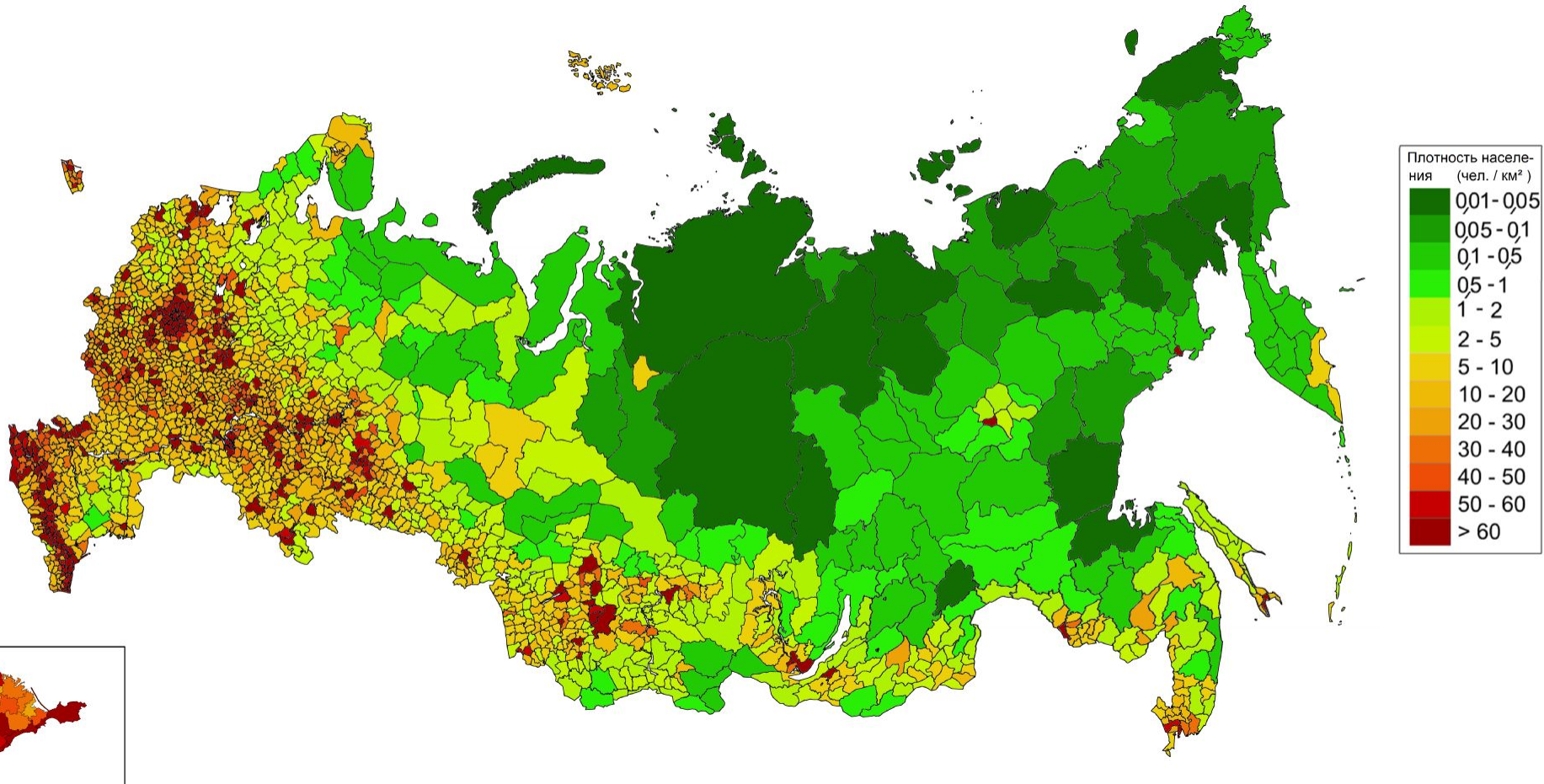
Основой генерации электрической энергии

в России являются тепловые электростанции (ТЭС). В общем объеме установленных мощностей их доля составляет около 68 %.

Основные особенности территории России:

- 1) северное расположение и большая протяженность границ;**
- 2) Более 90% населения РФ проживает в европейской и южной частях России; там же расположены основные промышленные зоны и размещается 70% мощностей ТЭС;**

Плотность населения России на 01.01.2013 (данные Республики Крым и г. Севастополь на 2016 г.)



- 3) основные месторождения газа и нефти находятся на севере страны, угля – в Восточной Сибири (неблагоприятные климатические условия определяют повышенные затраты на разведку, обустройство, транспорт и эксплуатацию);**
- 4) удаленность ТЭС от мест добычи топлива и потребителей электроэнергии;**
- 5) В слабо освоенных территориях на севере и востоке страны осуществляется децентрализованное энергоснабжение (маломощные ТЭЦ, дизельные и газотурбинные электростанции).**

2. Ресурсная обеспеченность энергетики России

На территории России сосредоточено 23% разведанных мировых запасов природного газа, 13% нефти, 19% угля.

Доля природного газа в топливном балансе ТЭС составляет 65%, доля угля – 26%.

Развитие добычи природного газа в шельфовой зоне Севера России и Сахалина окажет существенное влияние

на размещение новых ТЭС в регионах

ШЕЛЬФОВАЯ ДОБЫЧА УГЛЕВОДОДОВ В РОССИИ

ИСТОЧНИК: RUSENERGY.



ТЕМРЮКСКО-АХТАРСКИЙ 10 Н.Д.
 АЗОВСКОЕ МОРЕ
 ЧЕРНОЕ МОРЕ
 ТУАПСИНСКИЙ ПРОГИБ 1000-2000 Н.Д.
 ЗАПАДНО-ЧЕРНОМОРСКАЯ ПЛОЩАДЬ 1700-2100 Н.Д.

КАСПИЙСКОЕ МОРЕ

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИМ. ЮРИЯ КОРЧАГИНА СЕВЕРО-КАСПИЙСКИЙ УЧАСТОК	11-13	04.2010
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ИМ. ФИЛАНОВСКОГО ХВАЛЫНСКОЕ	7-11	2013-2014
ЦЕНТРАЛЬНОЕ РАКУШЕЧНОЕ	25-30	2016
САРМАТСКОЕ	50-70	ПОСЛЕ 2017
170 КМ	4-10	2016-2017
	13-30	2016-2017

ШТОКМАНОВСКОЕ 17-19 2011
 БАРЕНЦЕВО МОРЕ
 ПРИРАЗЛОМНОЕ 320-340 2016
 П-ОВ ЯМАЛ
 ПРИЯМАЛЬСКИЙ ШЕЛЬФ 2024
 П-ОВ ТАЙМЫР
 ОБСКО-ТАЗОВСКАЯ ГУБА: 11-14 2018
 СЕВЕРО-КАМЕННОМЫССКОЕ КАМЕННОМЫССКОЕ-МОРЕ, ЧУГОРЬЯХИНСКОЕ И ОБСКОЕ ГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

МОРЕ ЛАПТЕВЫХ
 ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЕ МОРЕ
 ЧУКОТСКОЕ МОРЕ
 БЕРИНГОВО МОРЕ
 ЗАПАДНО-КАМЧАТСКИЙ БЛОК 40-400 Н.Д.
 ОХОТСКОЕ МОРЕ
 О. САХАЛИН

«САХАЛИН-1»	15	2005
«САХАЛИН-2»	30-50	1996
«САХАЛИН-3»:		
ВЕНИНСКИЙ БЛОК	25-150	2014-2015
КИРИНСКИЙ БЛОК	25-120	2011
АЯШСКИЙ БЛОК	25-120	2011
ВОСТОЧНО-ОДОПТИНСКИЙ БЛОК	25-120	2011
«САХАЛИН-4»		
«САХАЛИН-5»		
ЛОПУХОВСКИЙ БЛОК		

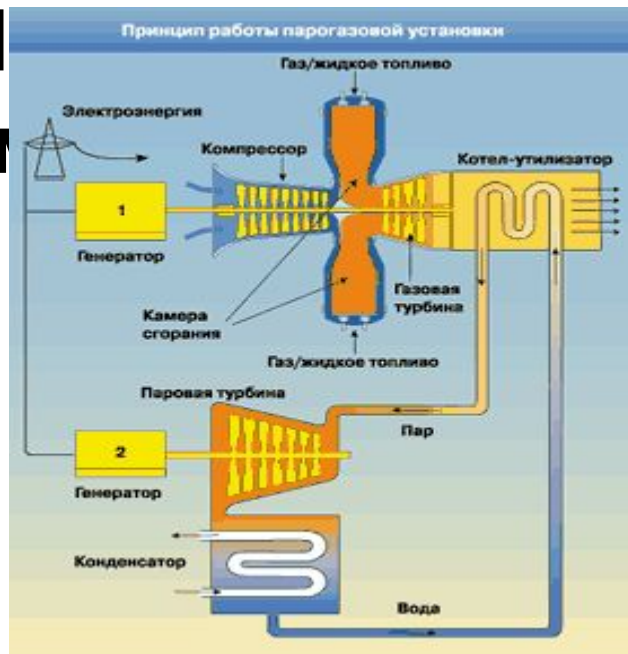
СУММАРНО ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ (КАТЕГОРИИ АВС+С2)
 ПО СОСТОЯНИЮ НА 1 ЯНВАРЯ 2009 ГОДА: 1,2 МЛРД Т НЕФТИ, 10,5 ТРЛН КУБ. М ГАЗА.
 СТЕПЕНЬ РАЗВЕДАННОСТИ ЗАПАСОВ: ПО НЕФТИ — 9,4%, ПО ГАЗУ — 14,4%.
 НАКОПЛЕННАЯ ДОБЫЧА НА 1 ЯНВАРЯ 2010 ГОДА: НЕФТЬ — 58,6 МЛН Т, ГАЗ — 75,8 ТРЛН КУБ. М.

НАЗВАНИЕ ПРОЕКТА	ГЛУБИНА МОРЕЯ (М)	НАЧАЛО ЭКСПЛУАТАЦИИ
«САХАЛИН-1»	15	2005

3. Перспектива развития энергетики России

Современные направления развития Российской энергетики:

- 1) создание конденсационных парогазовых установок мощностью 500–1000 МВт на природном газе с КПД выше 60%;



2) разработка и создание экологически чистых угольных конденсационных энергоблоков на суперсверхкритических параметрах пара с КПД 43–46 % и мощностью 660–800 МВт;

- 3) развитие автономных генерирующих энергоустановок мощностью до 150 МВт и малых ТЭЦ мощностью 15–25 МВт на базе парогазовых установок, не уступающих по экономичности мощным ТЭС при меньших потерях в сетях и большей гибкости в регулировании энергоснабжения;**
- 4) разработка и внедрение парогазовых установок мощностью 200–600 МВт с КПД 50–52%, работающих на угольном**

4. Классификация электрических станций

Электрической станцией называется комплекс оборудования и устройств, предназначенных для преобразования энергии природного источника в электрическую энергию и теплоту.

По виду используемой природной энергии электрические станции бывают:

- а) гидроэлектростанции (ГЭС),**
вырабатывающие электрическую энергию

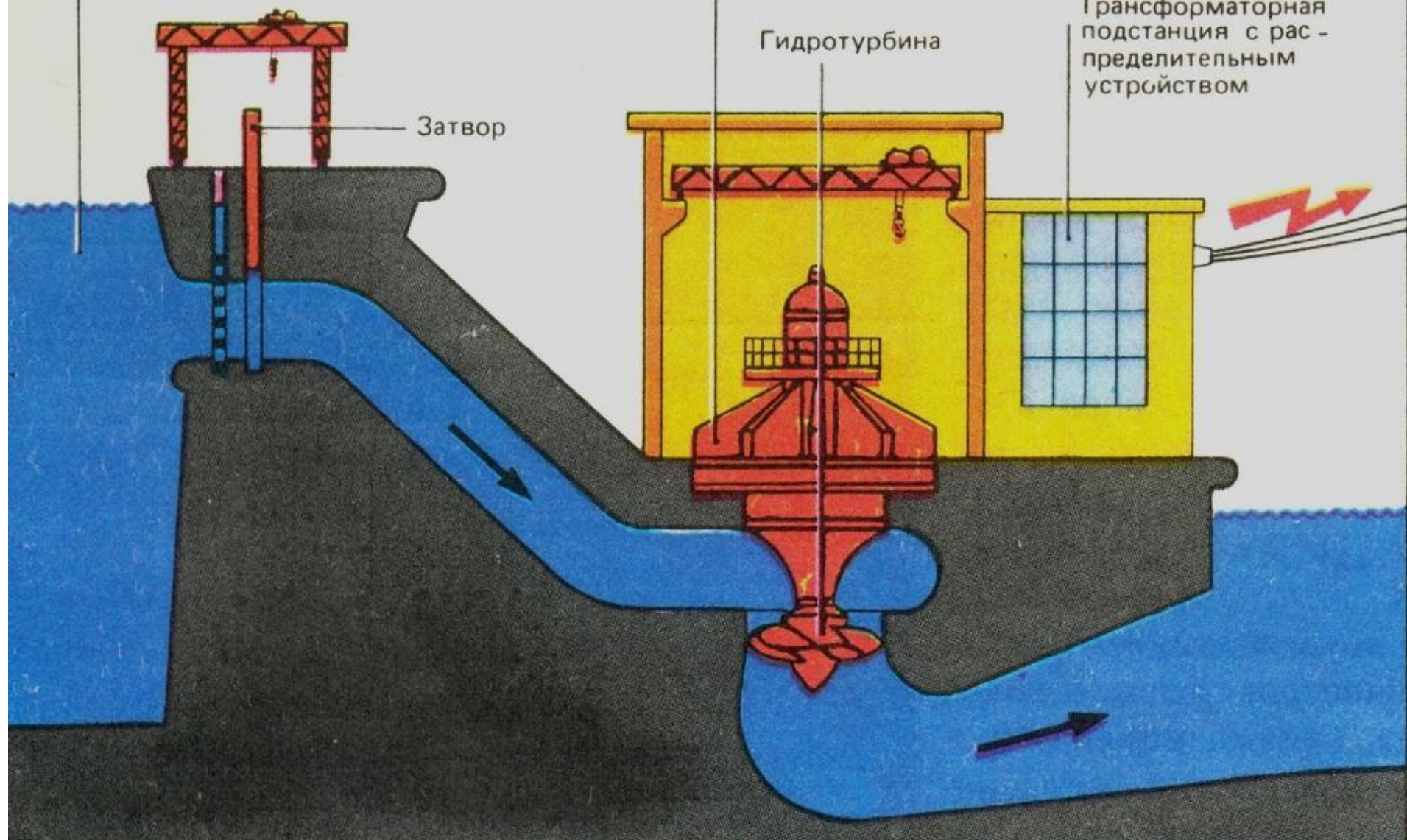
Водохранилище

Электродгенератор

Трансформаторная
подстанция с рас-
пределительным
устройством

Затвор

Гидротурбина



б) тепловые электрические станции (ТЭС), использующие органическое



Сургутская ГРЭС-2:

Электрическая мощность:

5600 МВт;

Тепловая мощность: **980 МВт;**

Годовая выработка
электричества:

40 млрд. кВт·ч;

Год ввода в эксплуатацию: **1985 г.;**

Год начала строительства: **1979 г.;**

Кол-во сотрудников: **1244 человек;**

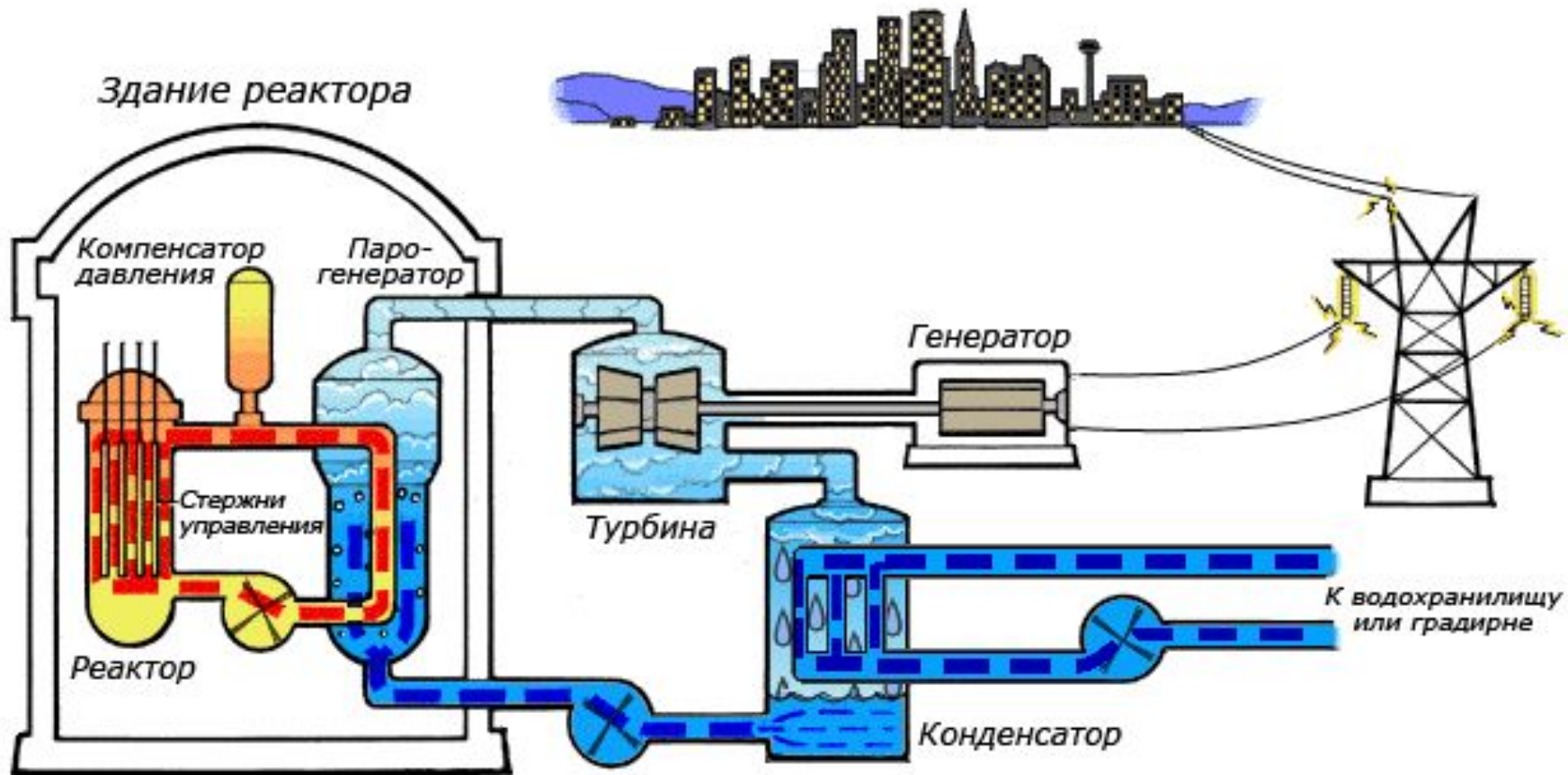
Основное топливо: **попутный
нефтяной газ (70%)**

и природный газ (30%);

Высота дымовых труб: **273 м.**

Основное оборудование: **паровые
турбины К-800-240-5 (800 МВт) и
паровые котлы Пп-2650-25-545 ГМ
(прямоточные, на боковых
стенах установлены в три яруса
по 36 вихревых газомазутных
горелок, высота котла 67 м).**

в) атомные электростанции (АЭС), использующие атомную энергию.



ТЭС классифицируют по следующим признакам.

1. По виду отпускаемой энергии:

- а) конденсационные тепловые электрические станции (КЭС), отпускающие только электрическую энергию;**
- б) теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) – это ТЭС, отпускающие электрическую и тепловую энергию.**

2. По виду теплового двигателя:

- а) электростанции с паровыми турбинами
– *паротурбинные ТЭС* (основной вид ТЭС);**
- б) электростанции с газовыми турбинами
– *газотурбинные ТЭС*;**
- в) электростанции с парогазовыми
установками – *парогазовые ТЭС*;**
- г) электростанции с двигателями
внутреннего сгорания – *дизельные
электростанции ДЭС*.**

3. По назначению:

- а) районные электростанции общего пользования: конденсационные электростанции – ГРЭС, работающие на единую энергосистему и имеющие общее централизованное управление;**
- б) промышленные электростанции, входящие в состав производственных предприятий и предназначенные для энергоснабжения предприятий и прилегающих к ним районов.**

Паротурбинные электростанции
разделяют по следующим признакам:

1) по суммарной мощности установленных агрегатов:

а) малой мощности – до 100 МВт;

б) средней мощности – 100–1000 МВт;

в) большой мощности – более 1000 МВт;

2) по давлению пара:

а) низкого давления – до 3 МПа;

б) среднего давления – 3–5 МПа;

в) высокого давления – 5–17 МПа;

г) критического давления – 17–22,5 МПа;

д) сверхкритического давления – 22,5–24,5 МПа.

3) по схеме соединений парогенераторов и турбоагрегатов ТЭС:

а) *блочные электростанции*, когда каждый турбоагрегат присоединяется к одному или двум определенным парогенераторам (при мощности турбоагрегатов 150 МВт и выше);

б) *неблочные электростанции* с поперечными связями, когда все парогенераторы и турбины присоединены к общим

4) по типу компоновки оборудования и здания:

а) закрытого типа;

б) полуоткрытого типа;

в) открытого типа.

Станции, в которых все основное и вспомогательное оборудование размещено в помещениях, называются *закрытыми*.

На *полуоткрытых* станциях, оборудование, не требующее постоянного надзора (дымососы, вентиляторы, баки, деаэраторы), установлено на открытом воздухе.

5. Потребление энергии

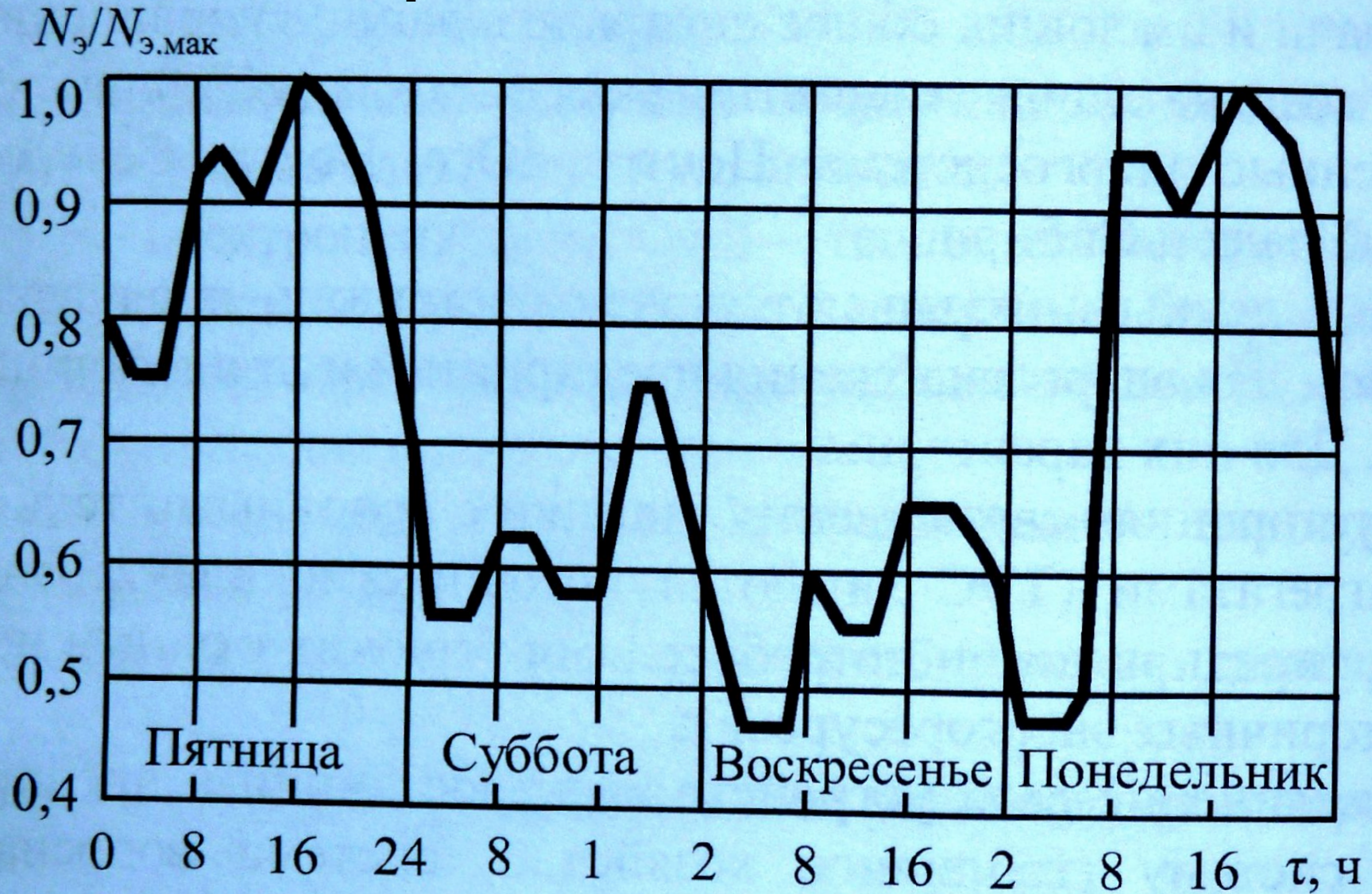
Потребление электрической и тепловой энергии изменяется во времени: в течение суток, недели, года.

Графическое изображение изменения нагрузки ТЭС

во времени называют *графиком нагрузки*.

Форма суточного графика электронагрузки зависит от времени года, от числа смен работы предприятий. Для промышленного района в нерабочие дни электрическая

Типичный график изменения электрической нагрузки в рабочие и нерабочие дни недели



Наряду с суточными графиками большое значение имеют годовые графики электрической нагрузки, которые строятся по данным суточных графиков.

График годовых электрических нагрузок по продолжительности



Электростанции, участвующие в покрытии базовой нагрузки, называются *базовыми*; электростанции, работающие только в течение части года и предназначенные для покрытия пиковой нагрузки, называются *пиковыми*. Базовые электростанции работают непрерывно с полной номинальной нагрузкой, а пиковые включаются лишь в часы, когда требуется покрыть верхнюю часть графика

Тепловая энергия отпускается ТЭЦ двум основным видам потребителей: промышленным и коммунальным.

В промышленности тепловая энергия используется для технологических процессов в виде перегретого пара давлением 0,5–1,5 МПа. Коммунальное потребление включает расход теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение зданий.

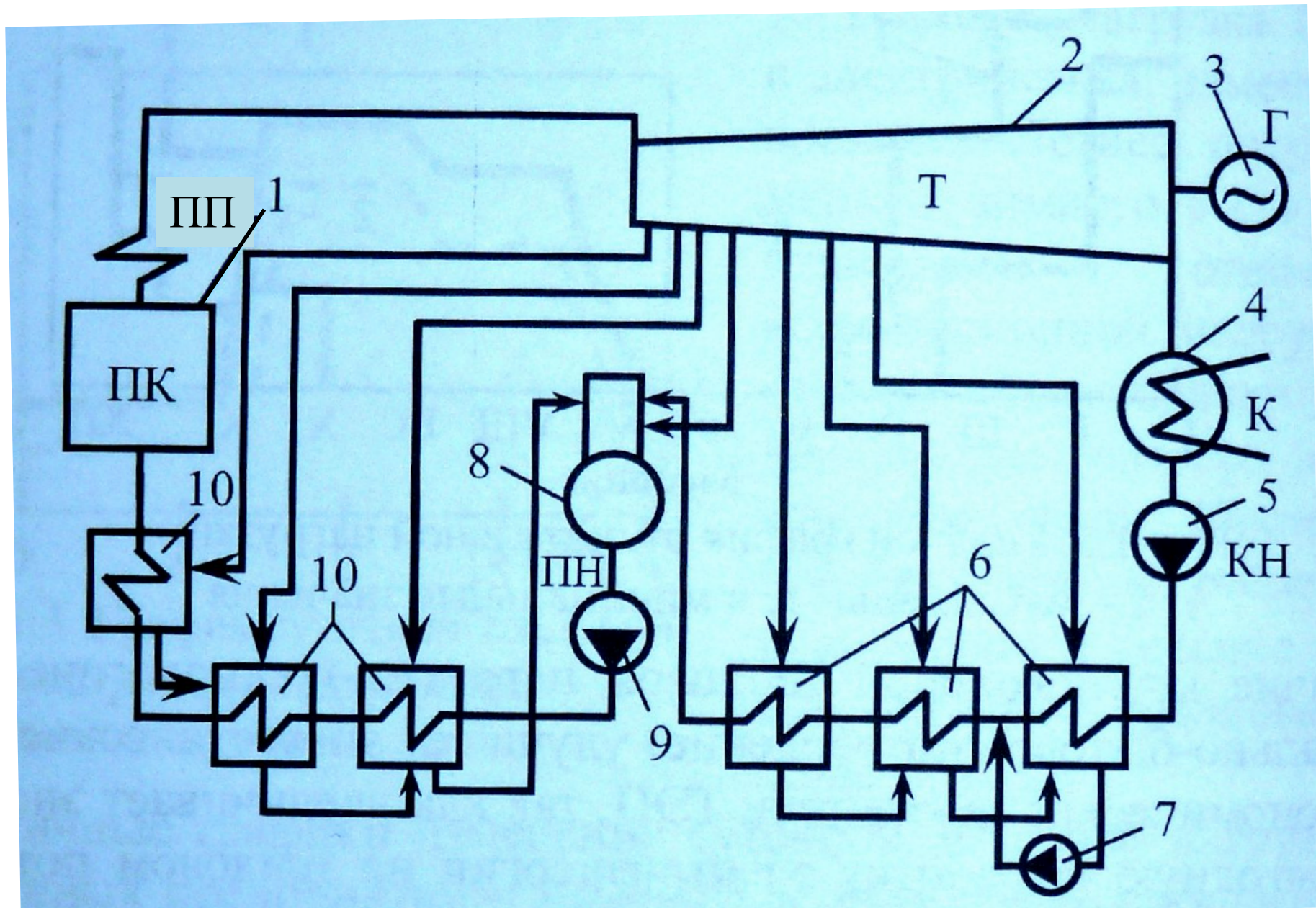
**Тепловая нагрузка ТЭЦ,
как и электрическая, изменяется
во времени. Летнее потребление
меньше зимнего в связи с
отключением отопительно-
вентиляционной нагрузки, ремонтом
оборудования и снижением
теплопотерь в окружающую среду.
Промышленное тепловое
потребление неравномерно в течение
суток
и относительно равномерно в
течение года.**

6. Принципиальная тепловая схема КЭС

КЭС большой мощности строятся в настоящее время в основном с расчетом

на высокие начальные параметры пара и низкое конечное давление (глубокий вакуум), что увеличивает КПД станции.

Тепловая схема паротурбинной КЭС



7. Принципиальные тепловые схемы ТЭЦ

ТЭЦ имеют более высокий КПД по сравнению с КЭС, т.к. часть теплоты отработавшего в турбине пара используется у внешнего потребителя.

ТЭЦ могут иметь турбины с противодавлением типа Р (после них отсутствует конденсатор и весь отработавший пар идет к потребителю на отопление или производственные нужды)

или конденсационные турбины с регулируемыи отборами пара (типа П, Т или ПТ).

Схема ТЭЦ с турбиной с противодавлением

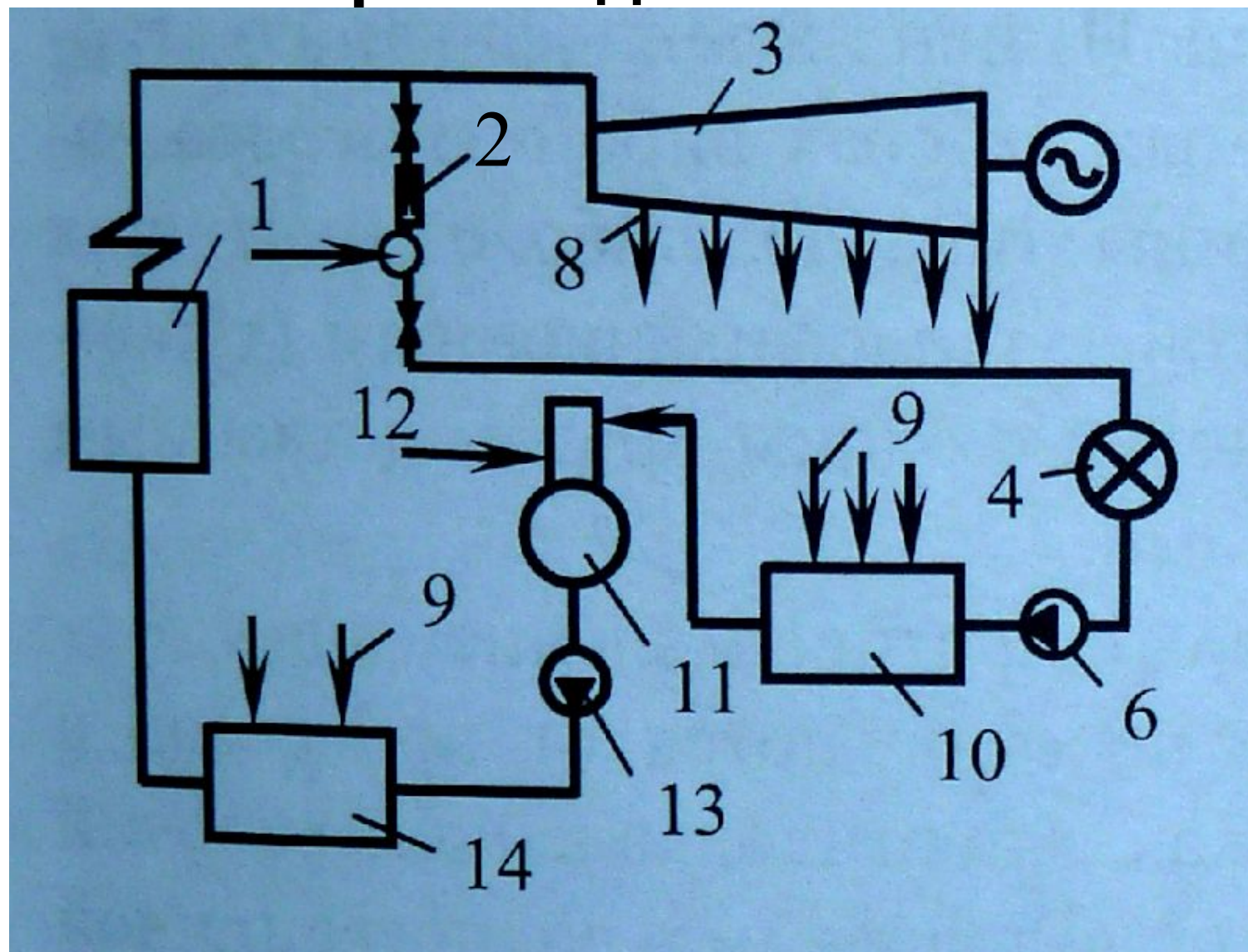
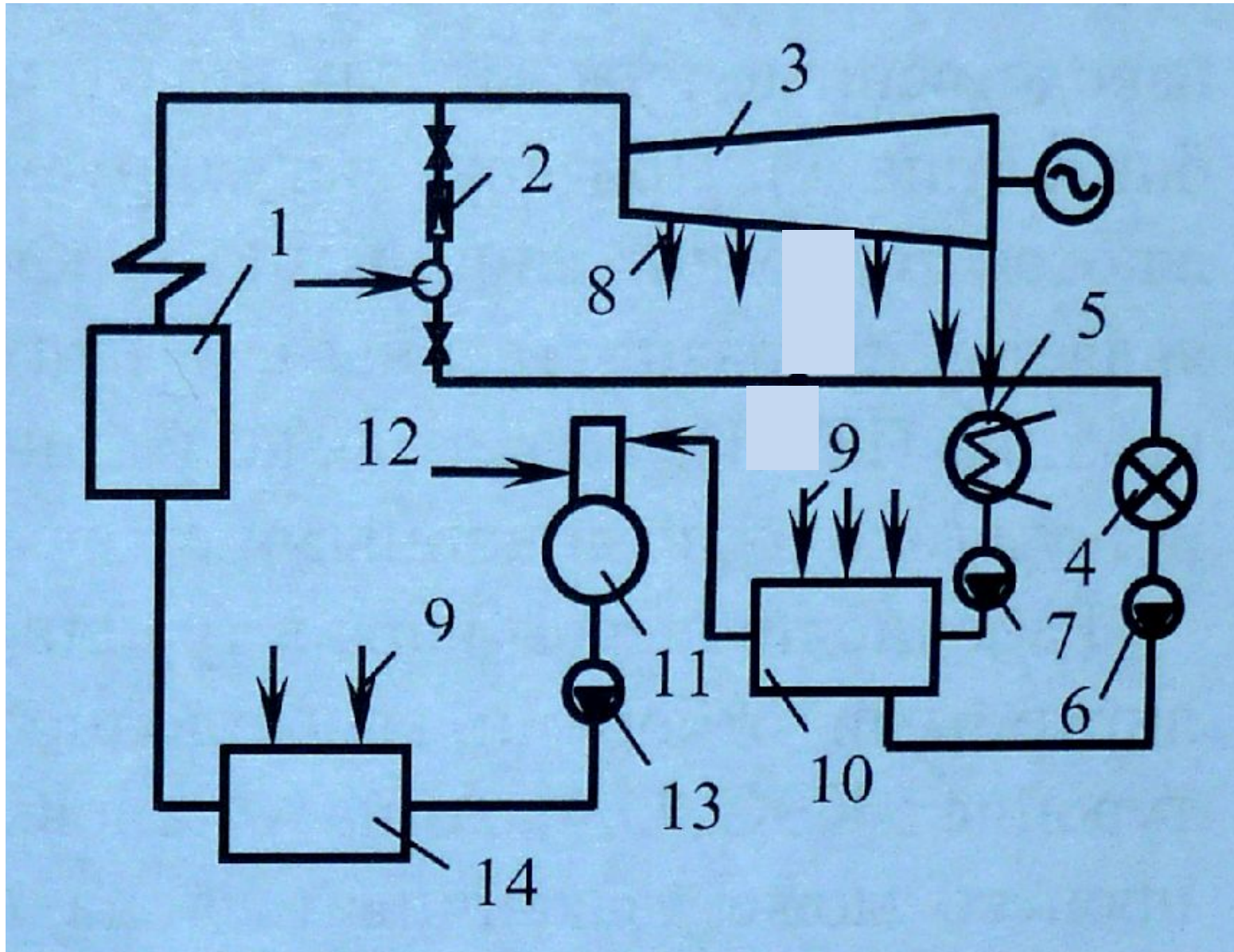


Схема ТЭЦ с турбиной с регулируемым отбором пара

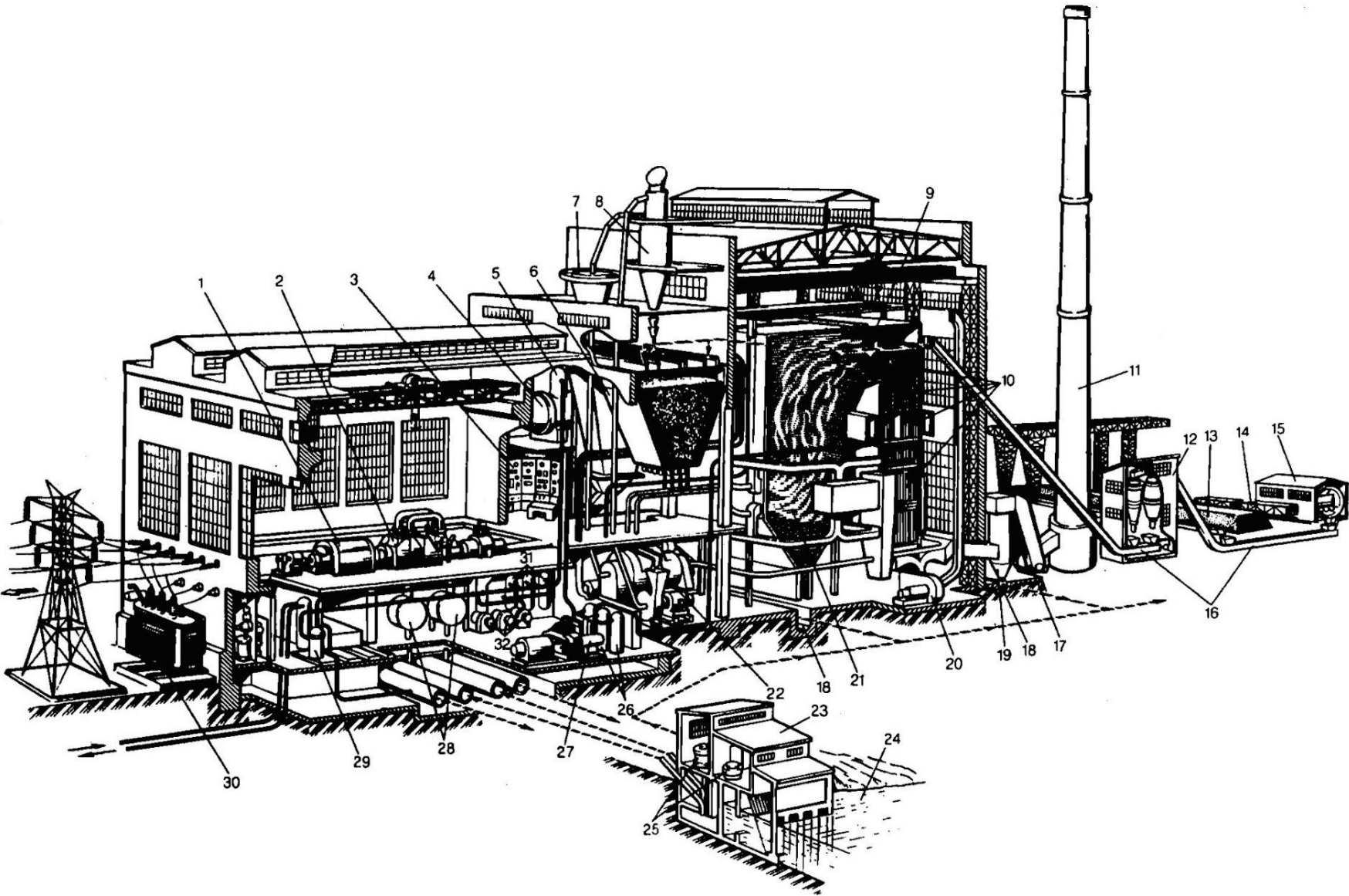


**1 – паровой котел; 2 – РОУ; 3 – турбоагрегат;
4 – тепловой потребитель; 5 – конденсатор;
6 – насос обратного конденсата;
7 – конденсатный насос; 8 – пар от отборов;
9 – пар на регенеративные подогреватели;
10 – РПНД; 11 – деаэратор;
12 – пар на деаэратор; 13 – питательный насос; 14 – РПВД.**

В схемах с турбинами типа Р весь отработавший пар подается тепловому потребителю. Давление пара за турбиной выбирается по требованию потребителя. Установка используется достаточно эффективно только в случае, когда она рассчитана на ту часть тепловой нагрузки, которая сохраняется в течение большей части года.

На установках с турбинами с регулируемыми отборами полная номинальная электрическая мощность достигается в отсутствие тепловой нагрузки. Турбины такого типа имеют обычно один, два или три регулируемых отбора.

8. Технологическая схема пылеугольной паротурбинной ТЭС



9. Надежность работы оборудования ТЭС

При производстве электрической и тепловой энергии возможны *аварии и отказы*

в работе энергетического оборудования.

При возникновении аварии требуется *останов* оборудования и проведение восстановительного ремонта.

Согласно статистике порядка 90 % крупных аварий вызваны отказами в работе оборудования и сопровождаются пожаром, 10 % являются следствием повреждений строительных конструкций. На долю аварий, произошедших в машинных

Статистика наиболее крупных аварий в главных корпусах ТЭС

Год аварии	Электростанция	Кол-во блоков, вышедших из строя	Мощность, Выбывшая из генерации, МВт
2008	Сургутская ГРЭС-2	3	2400
2006	Рефтинская ГРЭС	4	2000
2002	Каширская ГРЭС-4	3	900
1992	Приуфимская ТЭЦ	3	200
1990	Гусиноозерская ГРЭС	4	800
1982	Новочеркасская ГРЭС	2	600
1980	Новочеркасская ГРЭС	3	900

Пожары в машинных отделениях обычно связаны с нарушениями целостности маслосистемы. При эксплуатации турбин используется значительное количество масла. Для энергоблоков мощностью 300 МВт объем маслосистемы составляет 47 м³. В основном в них используется нефтяное турбинное масло, температура воспламенения которого составляет 180 °С. Маслосистемы располагаются в непосредственной близости к горячим поверхностям турбин и источникам искрообразования и любое их повреждение может привести к пожару.

В 2002 г. причиной крупной аварии на Каширской ГРЭС-4 явилось усталостное разрушение ротора генератора турбоагрегата №3, которое привело к разлету осколков частей лопастного аппарата в разные стороны. В итоге были повреждены несущие строительные конструкции, а также пробиты трубопроводы масляной системы и системы охлаждения. Произошел разлив и возгорание масла. Развитие аварии сопровождалось пожаром, вследствие чего обрушилась кровля в машинном отделении главного корпуса. В результате было отключено три энергоблока, а блок № 3 мощностью 300 МВт не подлежал восстановлению. Сумма,

Авария на Каширской ГРЭС-4



В 2008 г. на Сургутской ГРЭС-2 произошло обрушение кровли машинного отделения над энергоблоком № 6 из-за скопившегося снега. Температура наружного воздуха в тот момент составляла -35°C .

В результате было остановлено 3 энергоблока общей мощностью 2400 МВт. Простой в таких случаях обычно определяется продолжительностью разбора завалов, а также временем, затраченным на нормализацию внутрицеховых климатических параметров, за счет устройства, например, брезентового шатра, включая время на его изготовление

Авария на Сургутской ГРЭС-2 (2008 г.)



Авария на Сургутской ГРЭС-2 (2015 г.)



Вторым по значимости типом являются аварии в котельных отделениях. Эти аварии обычно связаны с системой топливоподачи: взрывы отложений угольной пыли на элементах строительных конструкций или в бункерах угля, механические повреждения мазутопроводов, взрывы топлива в топке котла и т.д. Аварии такого типа могут приводить к повреждению оборудования соседних энергоблоков и разрушению наружных ограждающих конструкций. Так, на Гусиноозерской ГРЭС в 1990 г. из-за взрыва в системе пылеприготовления обрушилось около 1512 м² покрытия и 3500 м² стенового ограждения, было выведено из строя 4 агрегата. Простой основного