

# Лекция 1

# МЕТОДЫ ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ

*Макаревич Елена Владимировна*

*к.т.н., доцент каф. ТЭС, зам. зав. каф. по учебной работе*

*Тел.: (495) 362-7150, факс: (495) 362-7150,*





- Рыжкин В.Я. «Тепловые электрические станции», 1987
- Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. «Тепловые и атомные электростанции»
- Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электрических станций.
- Стерман «Технико-экономические основы выбора параметров конденсационных электростанций», 1970
- Попырин «Математическое моделирование и оптимизация тепло-энергетических установок», 1977
- Менеджмент и маркетинг в электроэнергетике: учеб. пособие / Дьяков А.Ф., Жуков В.В., Максимов Б.К. [и др.].
- Справочник «Теплоэнергетика и теплотехника», Том 1, 1999, Зорин, Григорьев (глава Экономика)

1883 год – первая станция введена в эксплуатацию (Санкт-Петербург)  
1887 год – решение об электрификации Москвы  
1888 год – первая станция в Москве (Георгиевская 1,5 МВт)  
1897 год – ГЭС-1 им. П.Г. Смидовича (3,3 МВт)  
1907 год – ГЭС-2 (Трамвайная, 6 МВт)  
1913 год – суммарная мощность 1,1 млн.кВт (восьмое место по выработке электроэнергии)

1920 год – принят ГОЭЛРО по Москве и МО ( увеличение мощности в 4 раза). За 10-15 лет было построено 20 ГРЭС (с 93 тыс. кВт до 340 тыс. кВт)  
1991 год – установленная мощность 344,1 млн.кВт, выработка 1684 млрд. кВт\*ч.

Затем происходит спад.

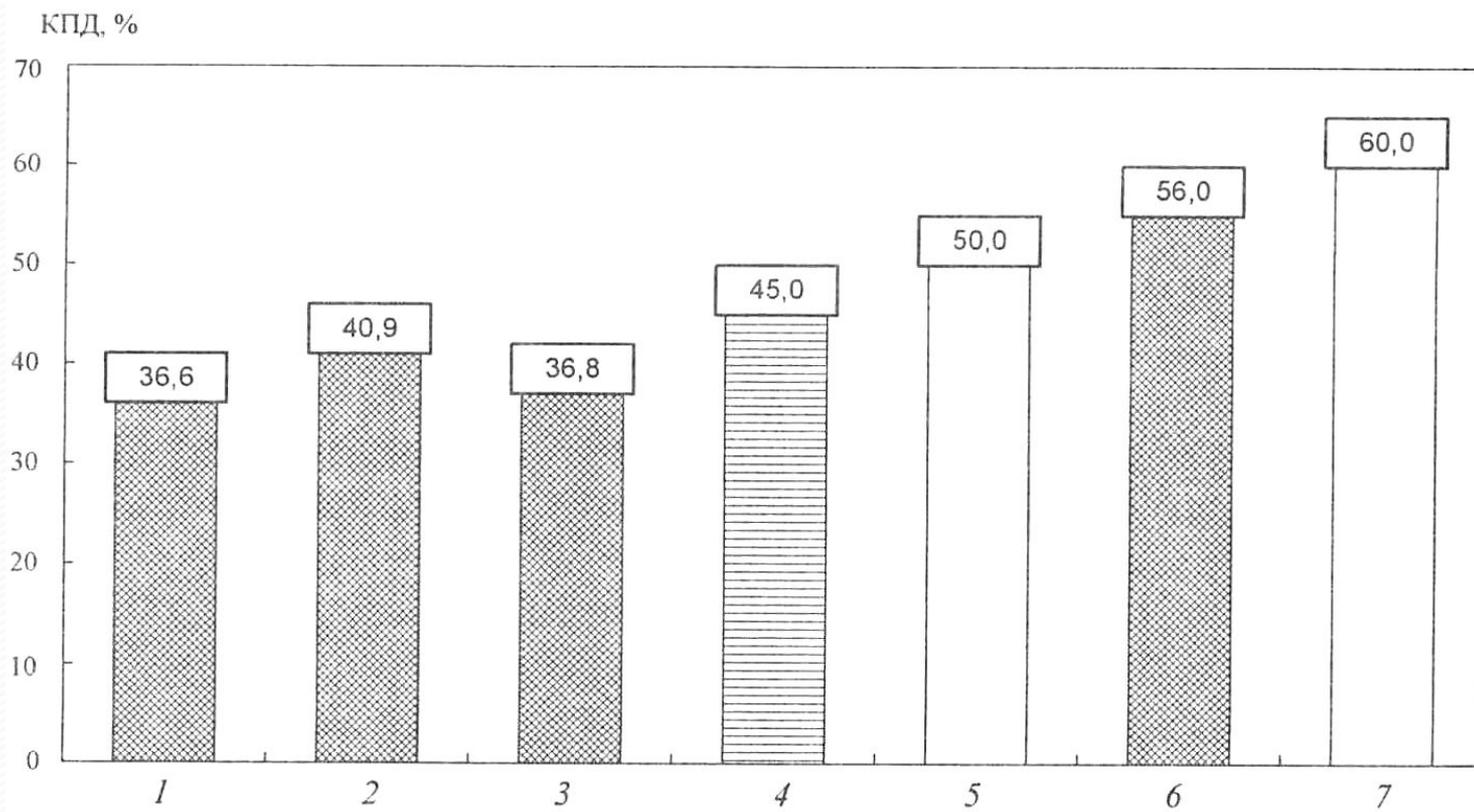
1992 год - установленная мощность 212 млн.кВт, выработка 1008,5 млрд. кВт\*ч.

За XX век по темпам роста энергетики Россия была на 1 месте, далее в 1992 году появилась РАО ЕЭС ( до 01.07.08 – закончит своё существование).

# Сравнение экономичности энергоблоков ТЭС России и Запада

$\eta_{\text{КЭС}}, \%$

## Россия и Запада



1 - средний КПД ТЭС по России;

2 – КПД газомазутного энергоблока 800 МВт Нижневартовской ГРЭС;

3 – средний КПД пылеугольных энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС;

4 – средний КПД зарубежных пылеугольных блоков нового поколения на повышенные параметры пара;

5 – КПД ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ (К-режим);

6 – «стандартная» западная ПГУ утилизационного типа;

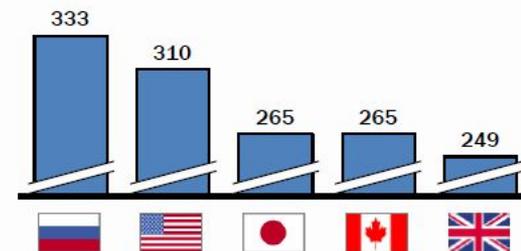
7 – перспективные западные ПГУ.

# Приоритеты развития электроэнергетики

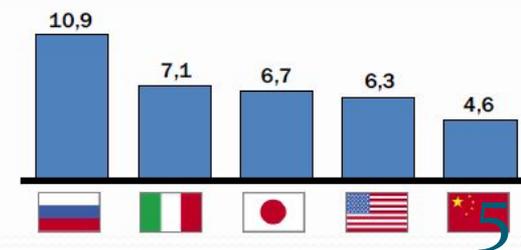
	2008 г.	2020 г.	2030 г.
Доля АЭС, ГЭС и ВИЭ в структуре генерирующей мощности	32,5%	35%	38%
Доля угля в топливном балансе ТЭС	26%	29-30%	34-36%
Средний КПД ТЭС на угле	34%	> 38%	> 41%
Средний КПД ТЭС на газе	38%	> 50%	> 53%
Средний КПД АЭС (ВВЭР)	32%	> 34%	> 36%
Средний удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	335 г у.т./кВт.ч	300 г у.т./кВт.ч	270 г у.т./кВт.ч
Снижение эмиссии парниковых газов	30% от уровня 1990 г.	на 20-25% от уровня 1990 г.	на 20-25% от уровня 1990 г.
Потери в электрических сетях	13% от отпуска электроэнергии в сеть	не более 10%	не более 8%



УРУТ\* на ТЭС, 2010 г.  
Г.у.т./кВтч



Потери в сетях 2010 г.  
Проценты

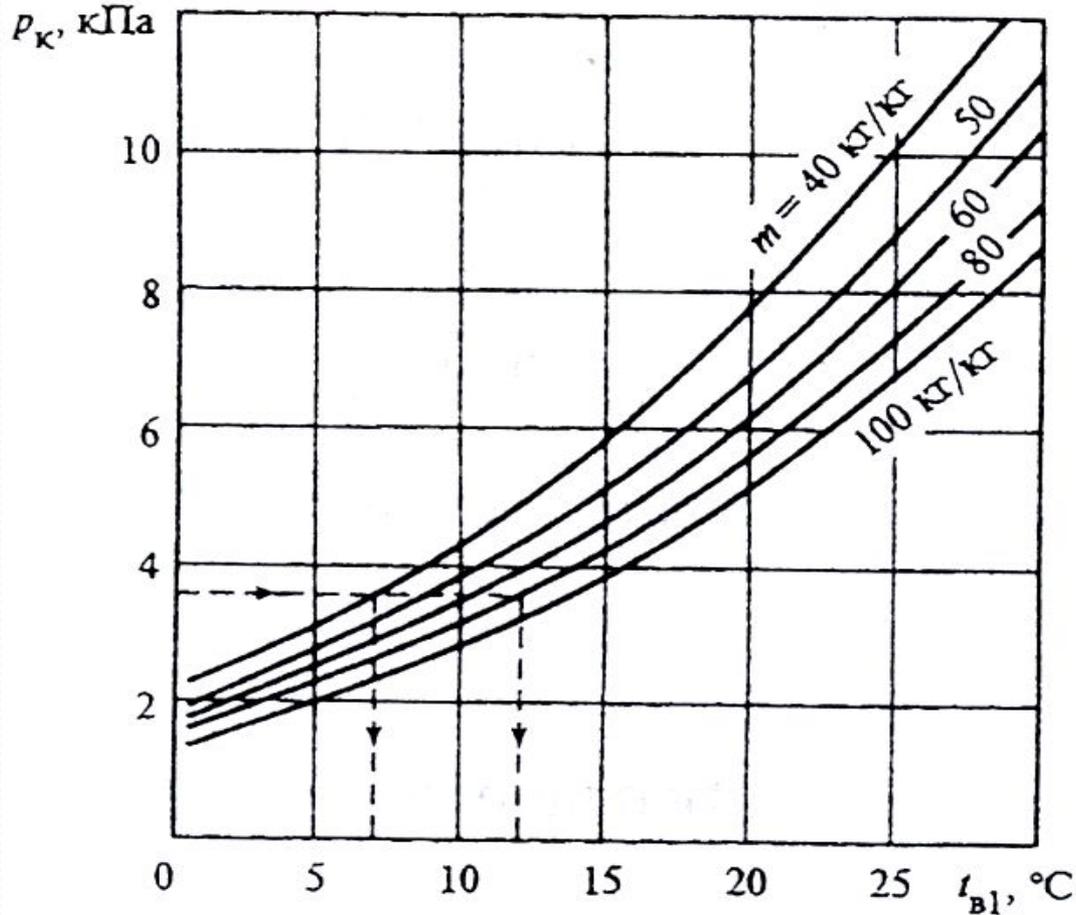


# Основные методы оптимизации



# Оптимизация низкопотенциальн ого комплекса (НПК)

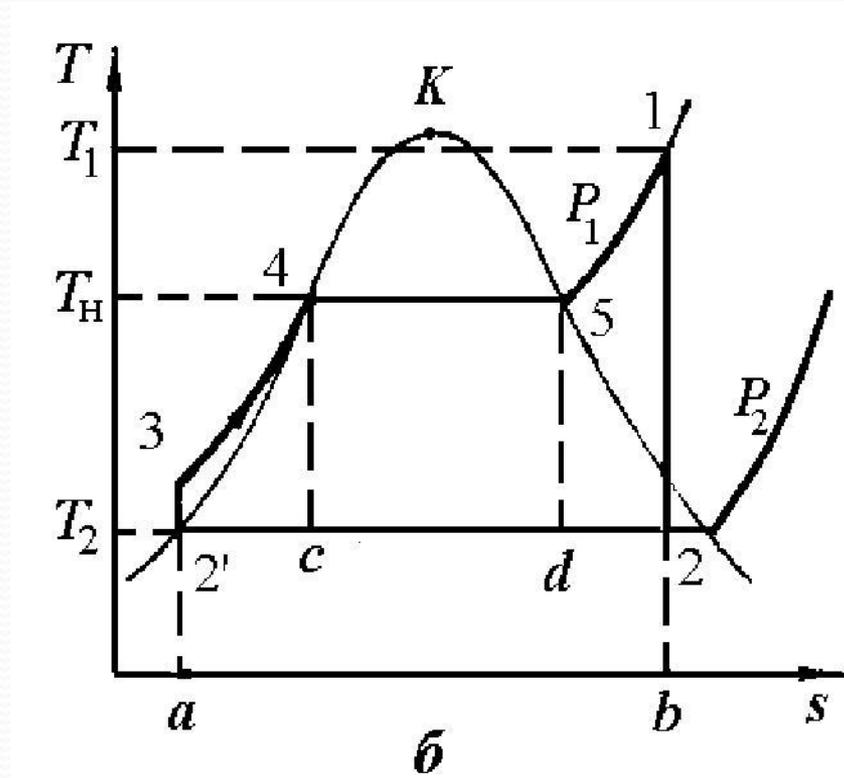
# Важность оптимизации характеристик НПК



**Зависимость давления в конденсаторе от температуры воды на входе в конденсатор и кратности охлаждения**



# Основные характеристики, определяющие работу НПК:



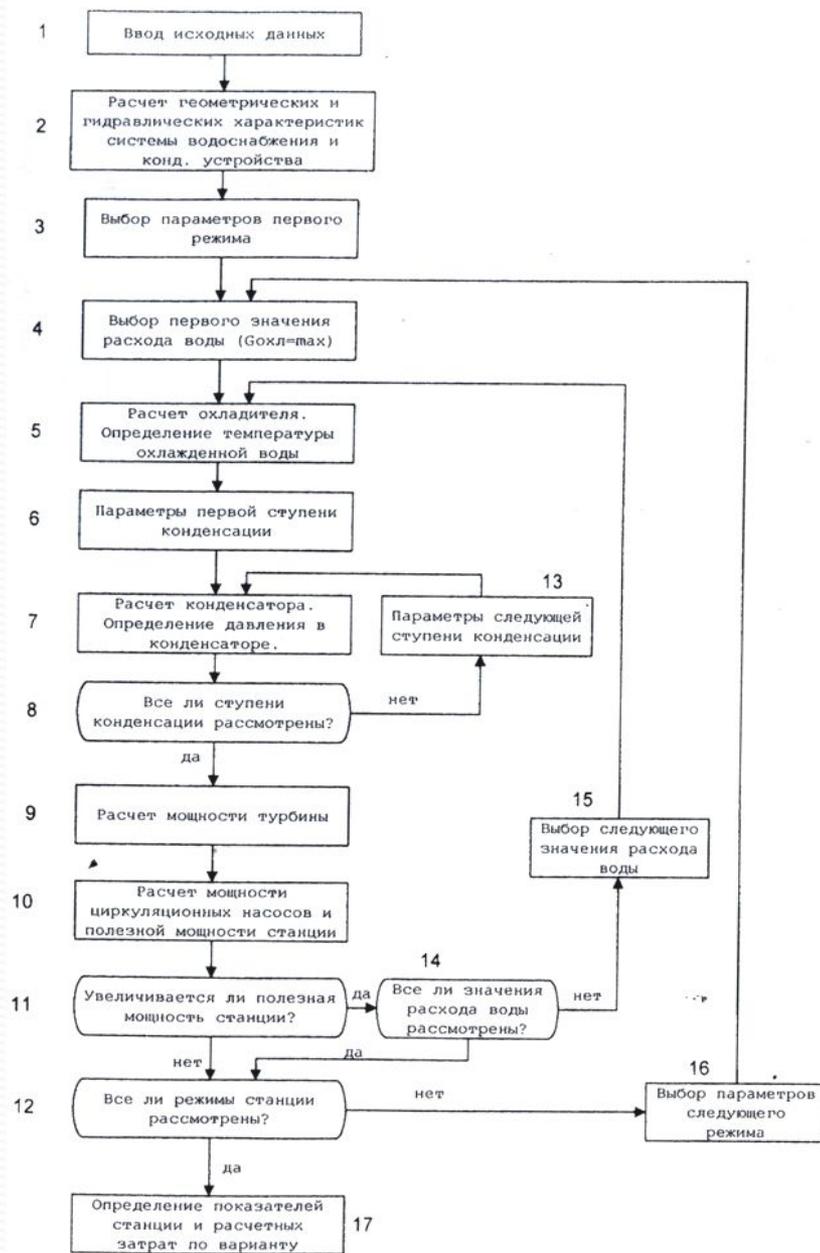
# Возможные постановки задач оптимизации НПК

Все характеристики НПК подлежат технико-экономической оптимизации и имеют неоднозначное влияние на тепловую экономичность

$$\Delta Z_{\text{ср.год}} = \Delta Z_{\text{ЧНД}} + \Delta Z_{\text{конд}} + \Delta Z_{\text{ТВС}} + \Delta Z_{\Delta N} + \Delta Z_{\text{надежн}} + \Delta Z_{\text{эколог}}$$



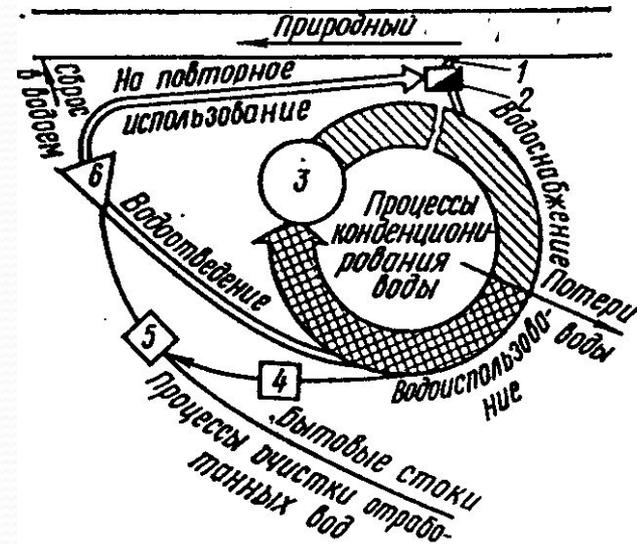
# Блок схема математической модели НПК



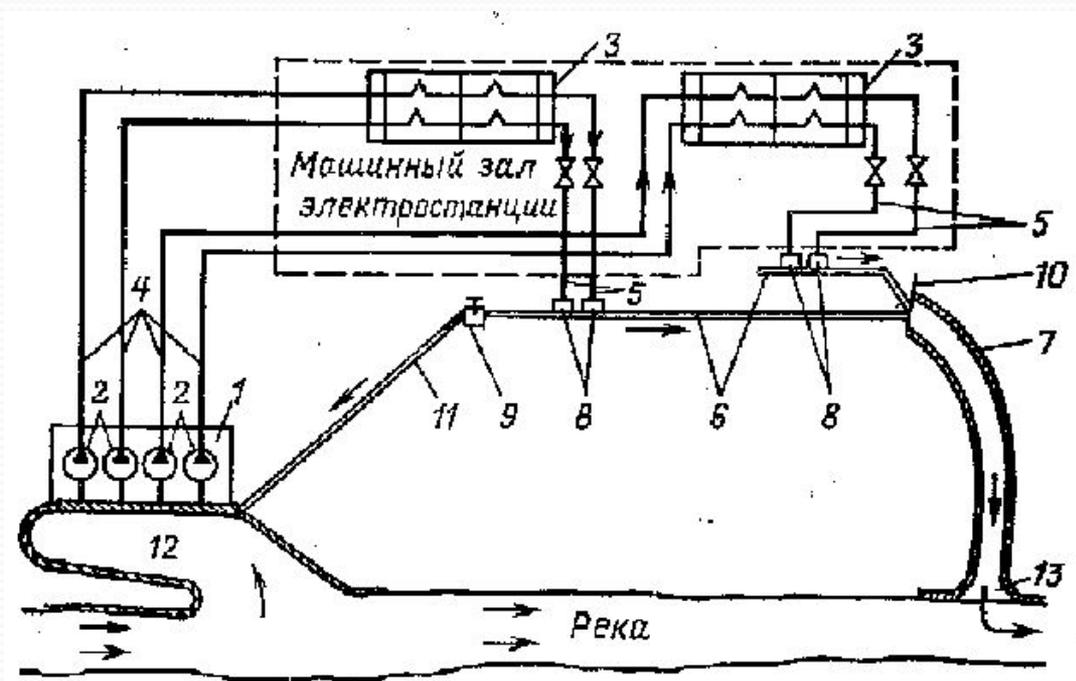
# Выбор системы ТВС

Основные характеристики систем охлаждения, используемых в средней полосе РФ

Характеристика	Система водоснабжения		
	Прямоточная	Оборотная с водохранилищем	Оборотная с градирнями
Среднегодовая температура охлаждающей воды, К	284	288	295
Оптимальная кратность охлаждения	65	55	45
Повышение температуры охлаждающей воды, К	8,3	9,8	12,0
Температура конденсации, К	297	303	313
Давление в конденсаторе, кПа	3,0	4,3	7,5

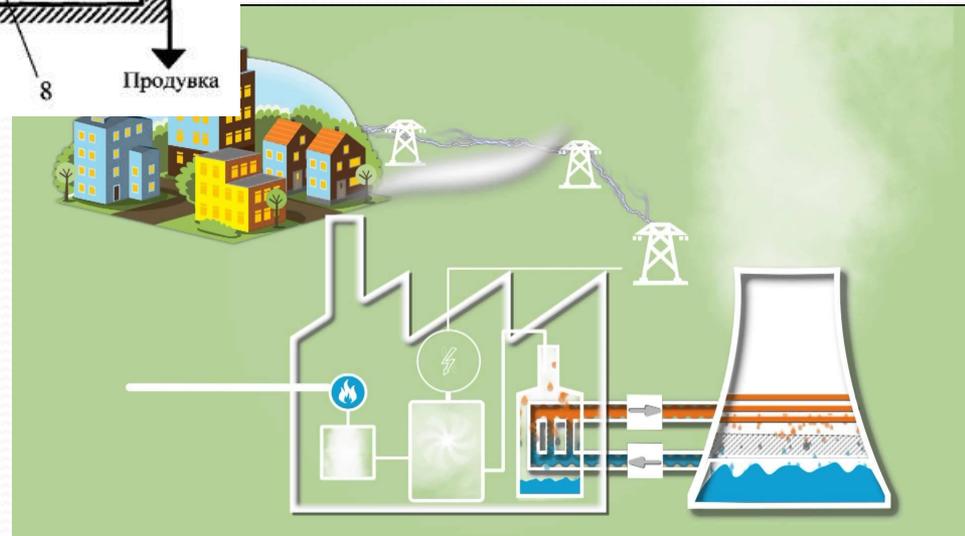
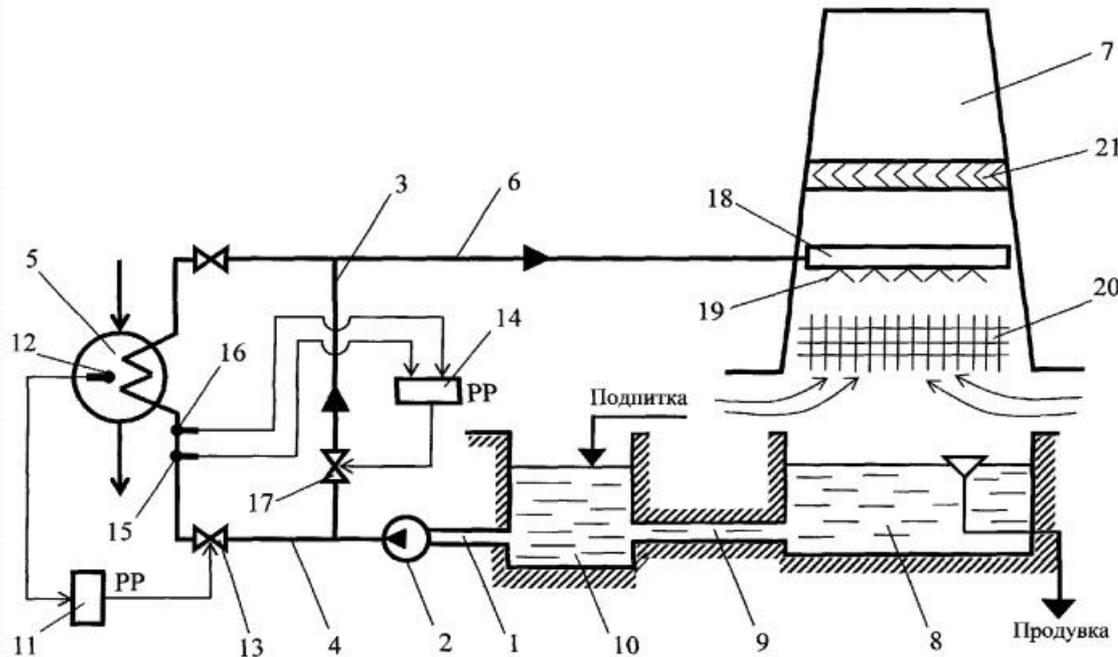


# Схема прямоточного водоснабжения



1. водоприемник и береговая насосная станция;
2. циркуляционные насосы;
3. конденсаторы;
4. напорные водоводы;
5. сливные водоводы;
6. закрытые отводящие каналы;
7. открытый отводящий канал;
8. сливной сифонный колодец;
9. переключательный колодец;
10. сооружение для регулирования уровня воды в закрытом отводящем канале;
11. трубопровод обогрева водозабора;
12. водозаборный ковш;
13. Водосброс.

# Оборотная система водоснабжения с градирнями



# Выбор системы ТВС

## Характеристики оборотных систем ТВС

Тип системы охлаждения	Удельная гидравлическая нагрузка, м <sup>3</sup> / (м <sup>2</sup> ·ч)	Удельная тепловая нагрузка, кДж / (м <sup>2</sup> ·ч)	Удельная площадь орошения, м <sup>2</sup> /кВт
Водохранилища – охладители	0,025 – 0,050	800 – 1600	14 – 7
Открытые градирни	2 – 5	(6 – 16)·10 <sup>4</sup>	0,20 – 0,07
Башенные градирни с естественной тягой:			
капельные	3,0 – 7,5	(10 – 25)·10 <sup>4</sup>	0,10 – 0,05
пленочные	7,0 – 10,0	(20 – 32)·10 <sup>4</sup>	0,05 – 0,03
Башенные градирни с принудительной тягой:			
капельные	5,0 – 7,0	(16 – 20)·10 <sup>4</sup>	0,07 – 0,05
пленочные	10,0 – 14,0	(30 – 40)·10 <sup>4</sup>	0,040 – 0,025



# Выбор системы ТВС

## Технические характеристики оборотных систем водоснабжения ТЭС и АЭС

Характеристика	Система водоснабжения	
	с водохранилищами	с испарительными градирнями
Температура охлажденной воды, К:		
среднезимняя	278 – 281	285 – 287
среднегодовая	286 – 291	294 – 296
Безвозвратные потери воды в циркуляционной системе, %	1,5 – 2,0	1,8 – 2,3
Требуемый напор циркуляционных насосов, кПа	80 – 120	150 – 250
Районы преимущественного строительства ТЭС и АЭС с рассматриваемыми системами водоснабжения	Северо-Западный и Центральный районы европейской части страны, Сибирь	Южные районы европейской части страны, Поволжье