

**Электрическая часть
систем электроснабжения
электростанций и
подстанций**

Введение

- В январе экзамен (тест из 36 вопросов)
- Весной курсовой проект + зачет с оценкой

Оценивание теста:

- 0...24 - удовлетворительно
- 25...31 - хорошо
- 32...36 - отлично

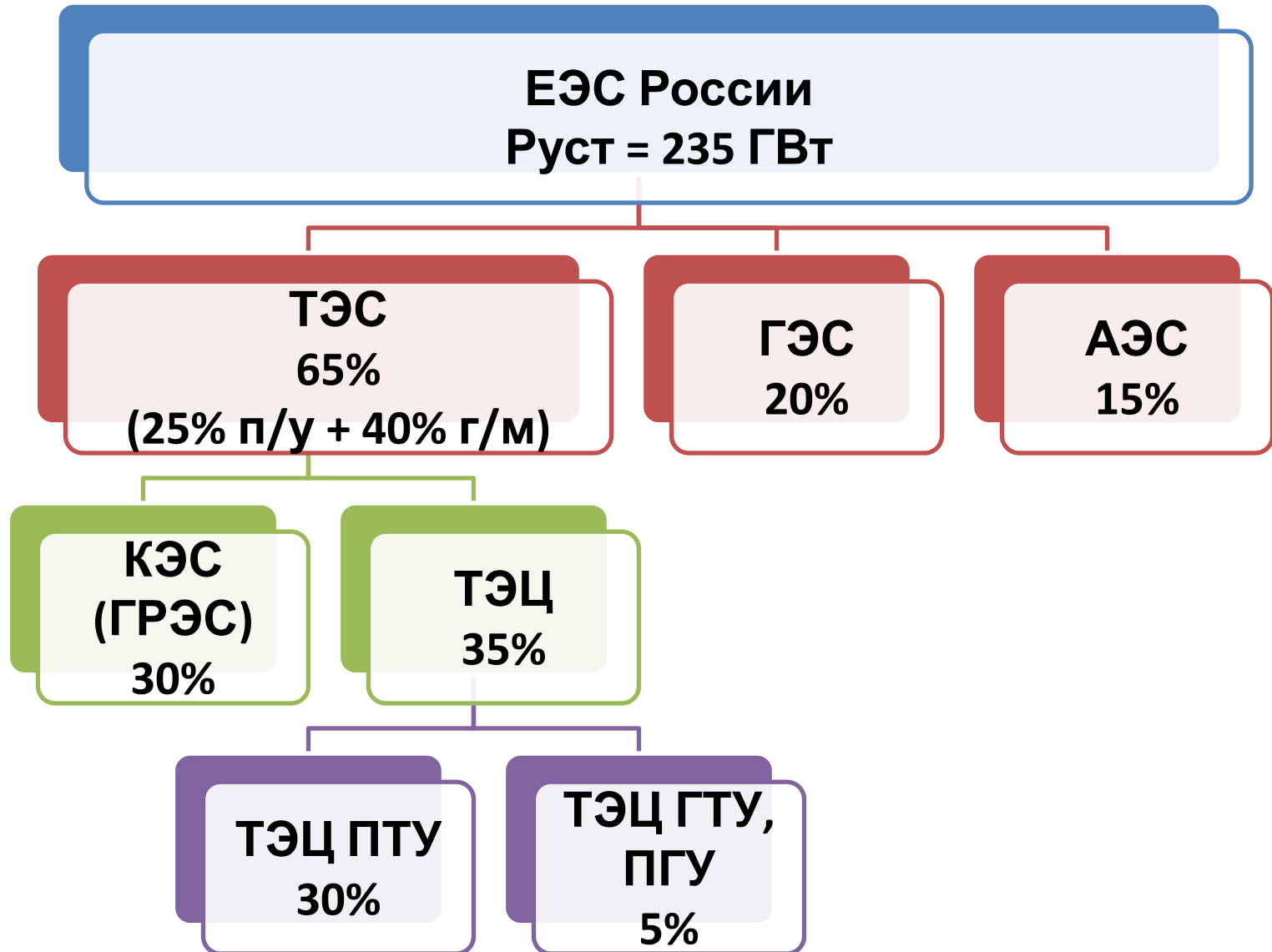
Литература

- Черновец А.К., Лapidус А.А. **Электрическая часть систем электроснабжения станций и подстанций:**
Учеб. пособие. СПб. : Изд-во СПбГПУ, 2006. – 256 с.
- Черновец А.К., Лapidус А.А. **Режимы работы электрооборудования станций и подстанций:**
Учеб. пособие. СПб. : Изд-во СПбГПУ, 2006. – 256 с.

1. Состав механизмов собственных нужд на электростанциях различного типа

Вспомним структуру установленных
мощностей электростанций различного типа
в России:

Структура установленных мощностей электростанций России



1.1. ТЭС

Основные узлы потребления
электроэнергии СН на ТЭС:

1. Разгрузка и хранение топлива
2. Топливоподача
3. Котельная установка
4. Турбинная установка
5. Теплофикационная установка

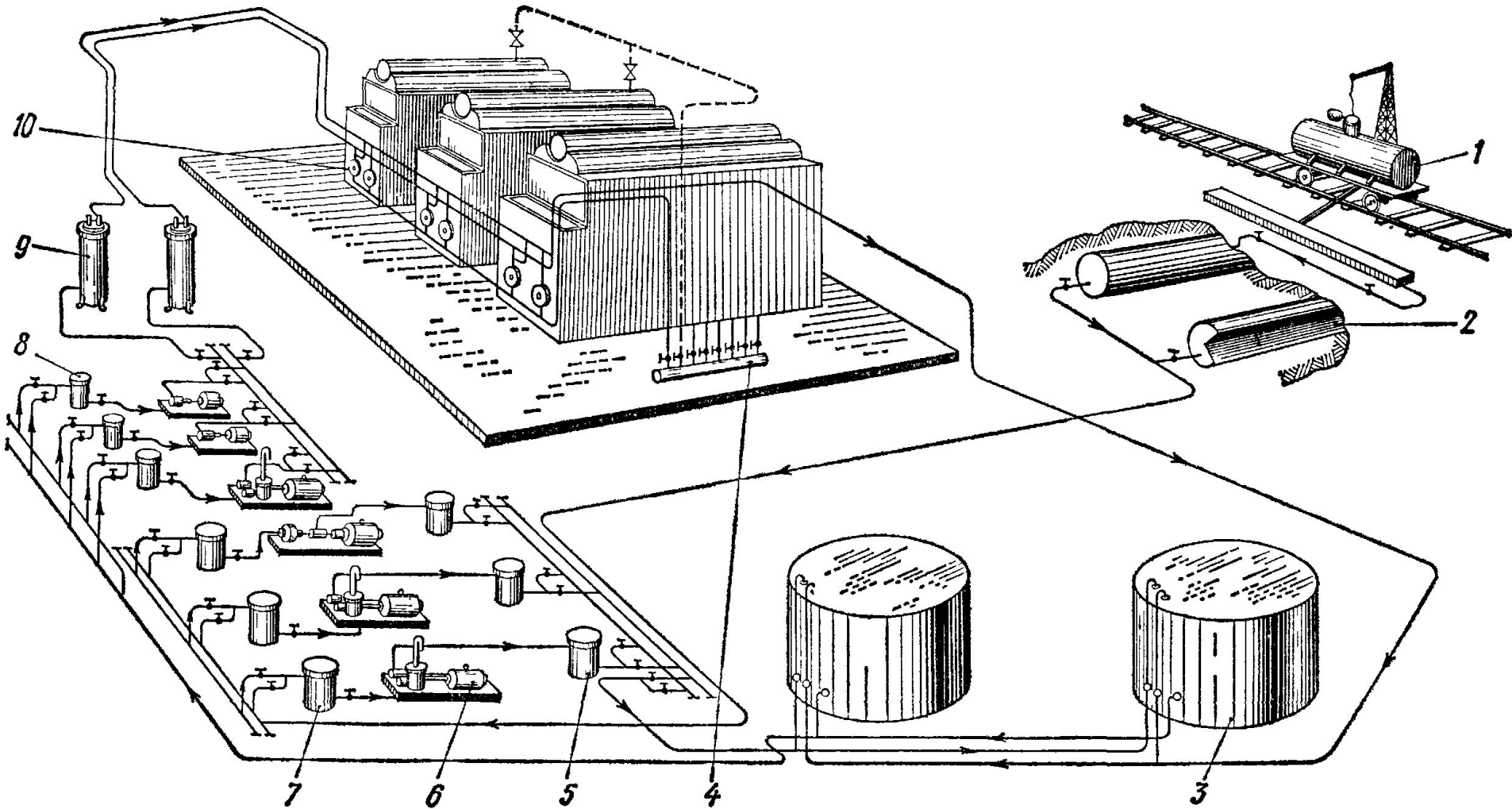
1. Разгрузка и хранение ТОПЛИВА

Механизмы	Тип ТЭС
Вагоноопрокидыватели	п/у
Краны	п/у
Скреперы	п/у
Размораживающие устройства	п/у
Сушиллки	п/у

2. Топливоподача

Механизмы	Тип ТЭС
Дробилки	п/у
Элеваторы	п/у
Конвейеры	п/у
Транспортеры	п/у
Механизмы обеспыливания тракта топливоподачи	п/у
Мазутные насосы	г/м
Дожимные компрессоры	г/м

Мазутное хозяйство

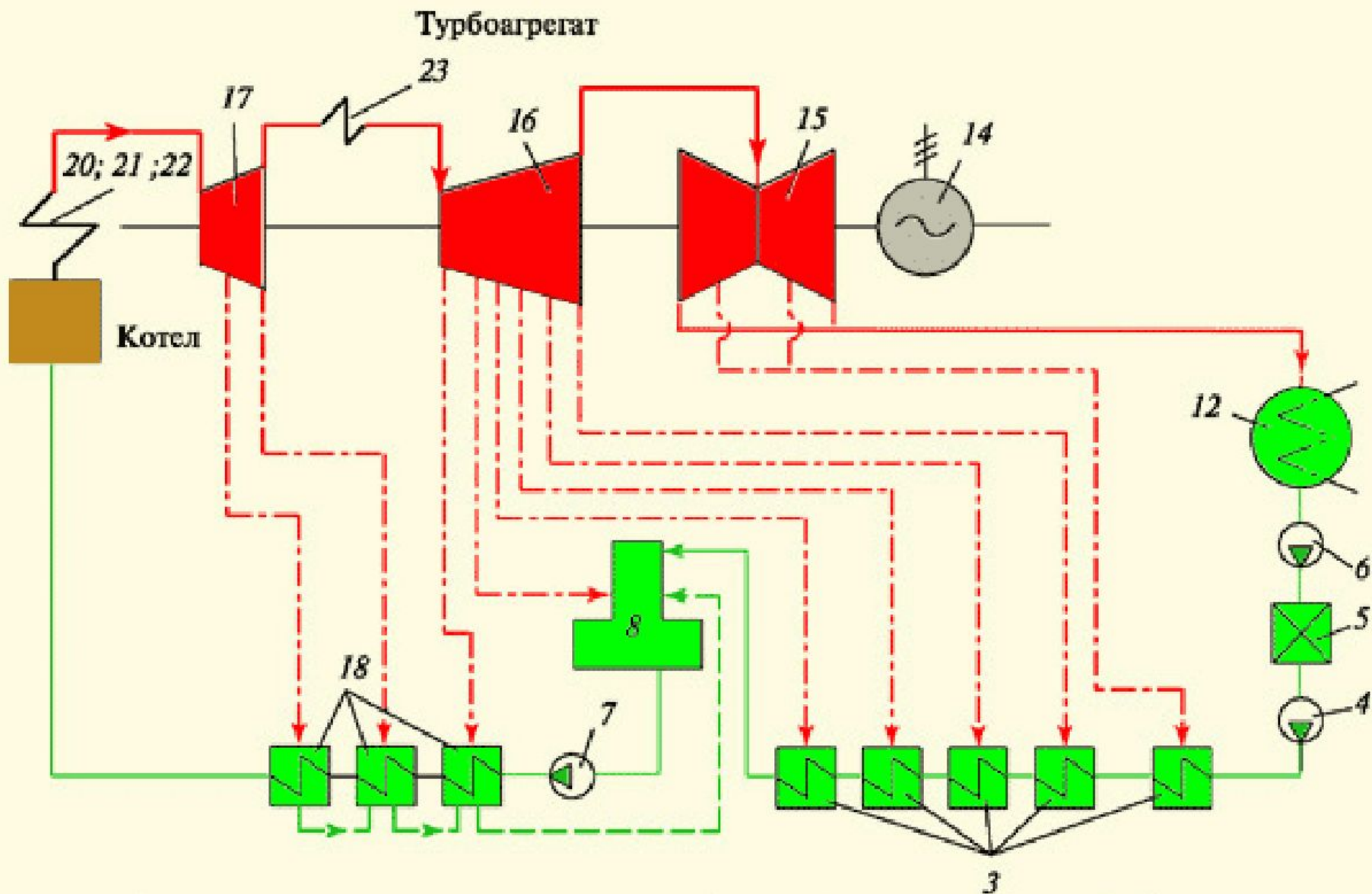


1 – ж/д цистерна; 2 – приемные емкости; 3 – мазутохранилище;
4 – паровой коллектор; 5 и 8 – фильтры тонкой очистки; 6 – мазутные насосы;

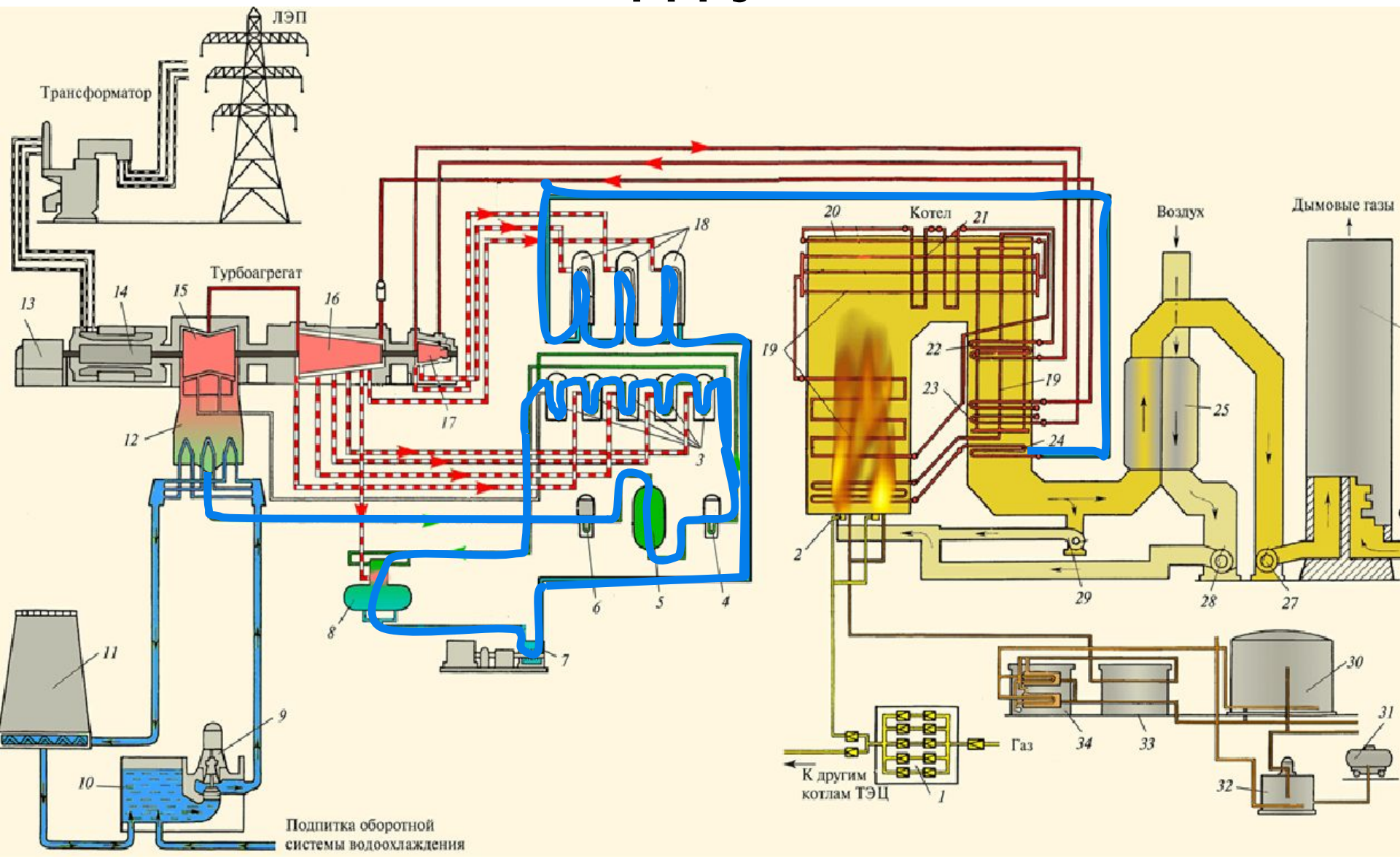
3. Котельная установка

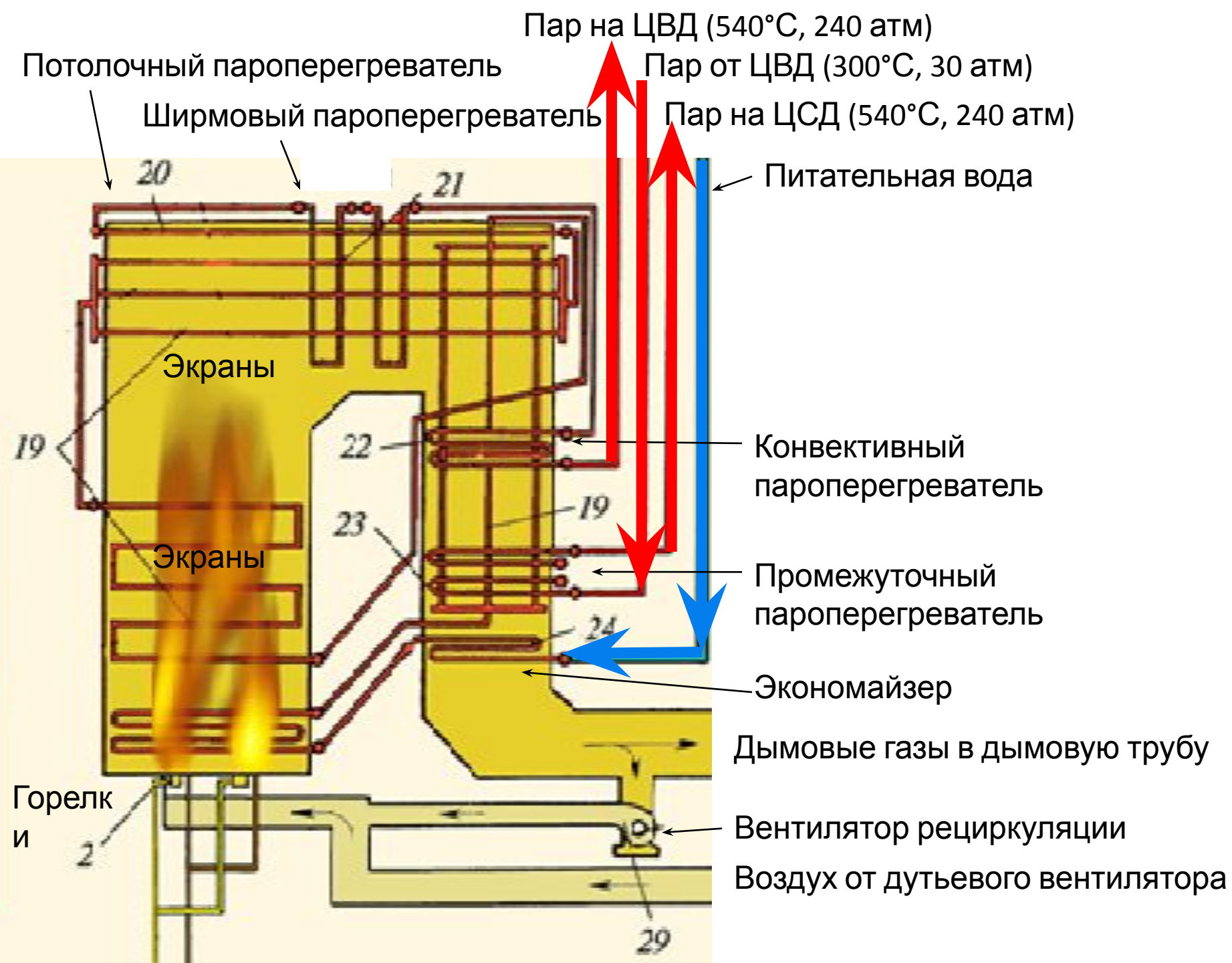
Механизмы	Тип ТЭС
Мельницы и мельничные вентиляторы	п/у
Дутьевые вентиляторы	п/у, г/м
Вентиляторы горячего дутья	п/у, г/м
Дымососы	п/у, г/м
Бустерные и питательные насосы	п/у, г/м
Золоуловители, электрофильтры дымовых газов	п/у
Механизмы золо- и шлакоудаления	п/у
Химическая очистка и химическое обессоливание воды	п/у, г/м
Регенеративные вращающиеся воздухоподогреватели	п/у, г/м

Тепловая схема ПТУ

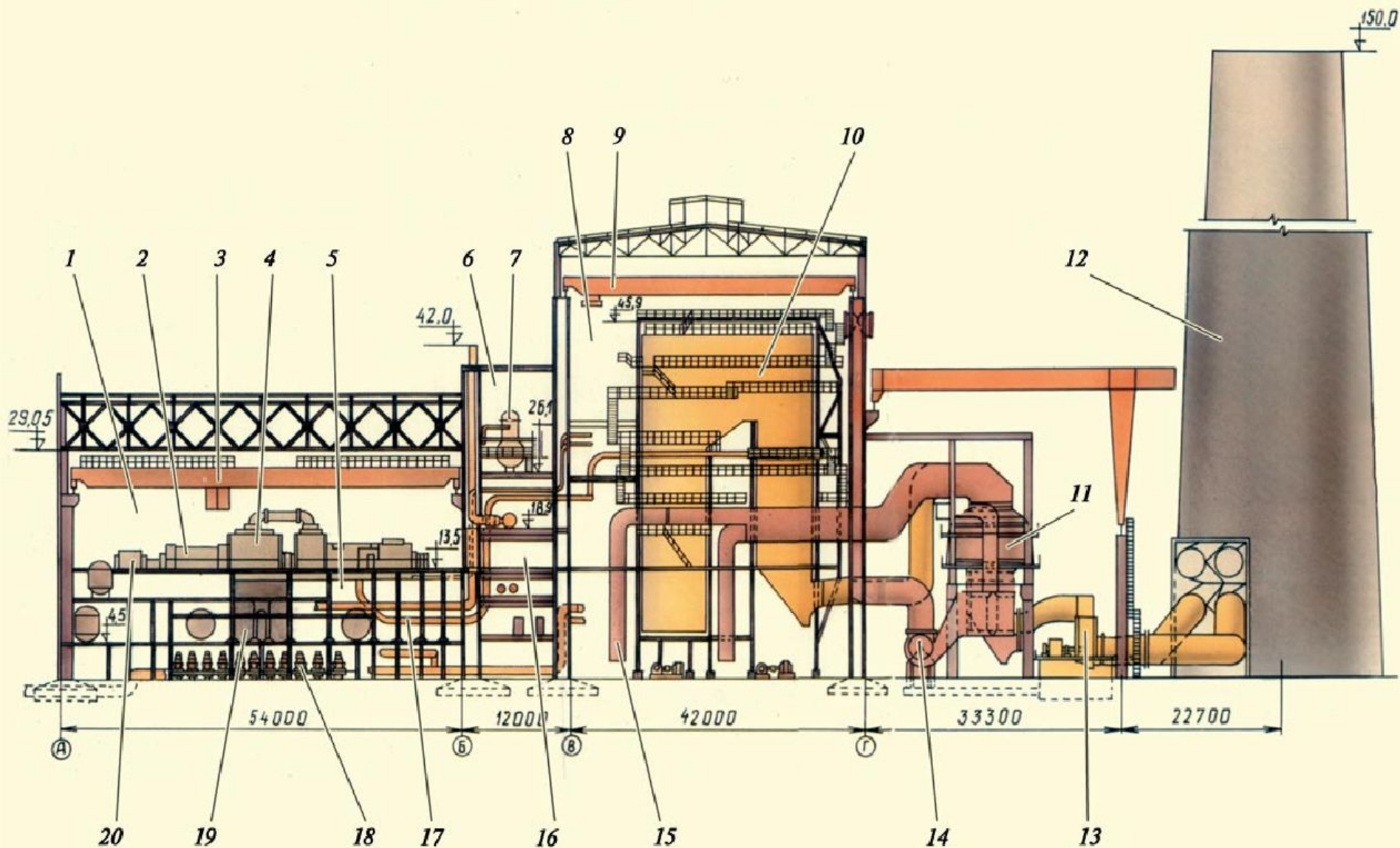


Производство электроэнергии на ТЭС с ПТУ





Поперечный разрез ТЭС с ПТУ



4. Турбинная установка

Механизмы

циркуляционные насосы и вентиляторы градирен

конденсатные насосы

насосы водяных эжекторов турбин

дренажные насосы

масляные насосы системы смазки и регулирования

охлаждение генераторов

5. Теплофикационная установка

Механизмы

сетевые насосы

подкачивающие насосы

подпиточные насосы

конденсатные насосы подогревателей сетевой воды

насосы химводоочистки

1.2. АЭС

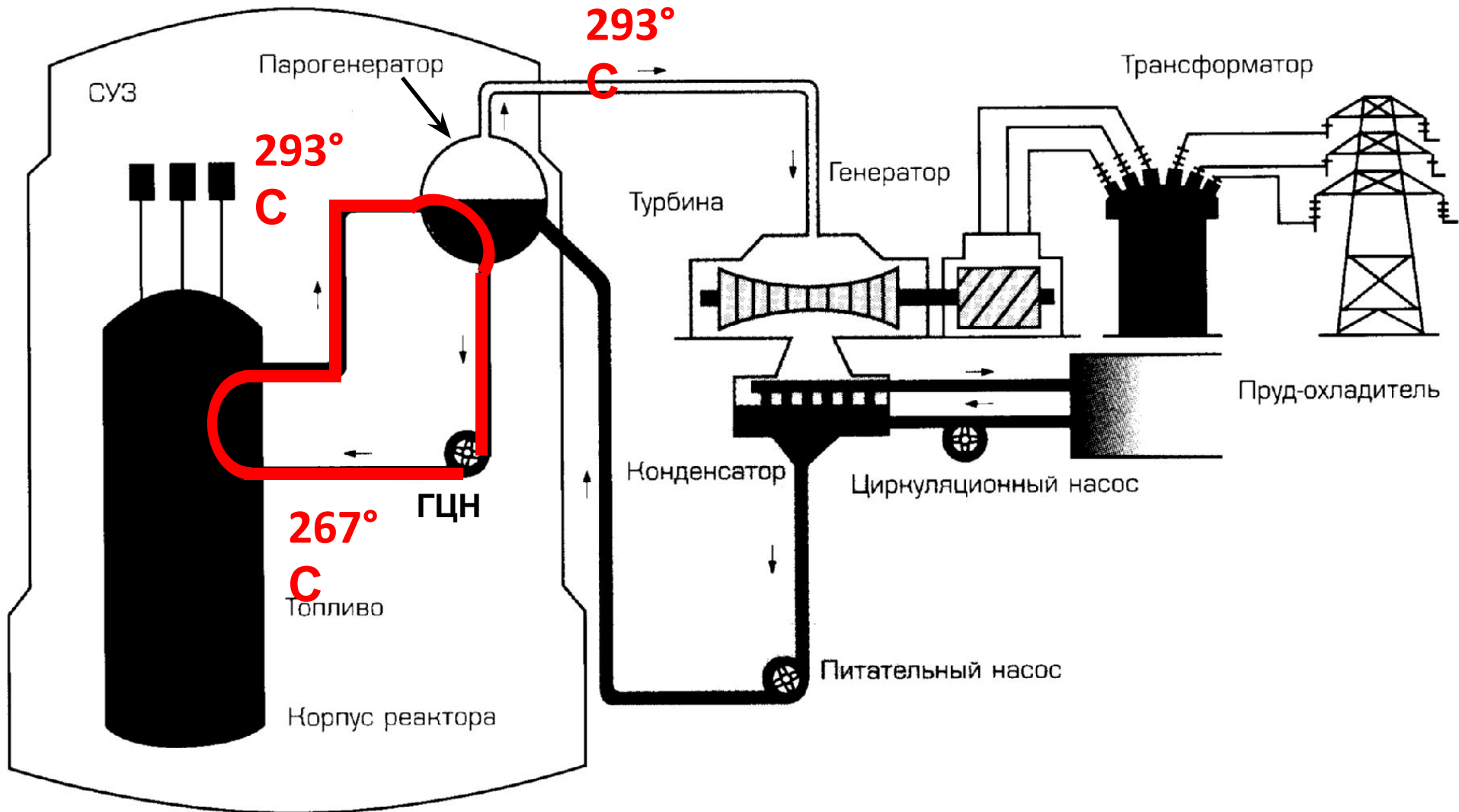
Механизмы КЭС с ПТУ

плюс ГЦН

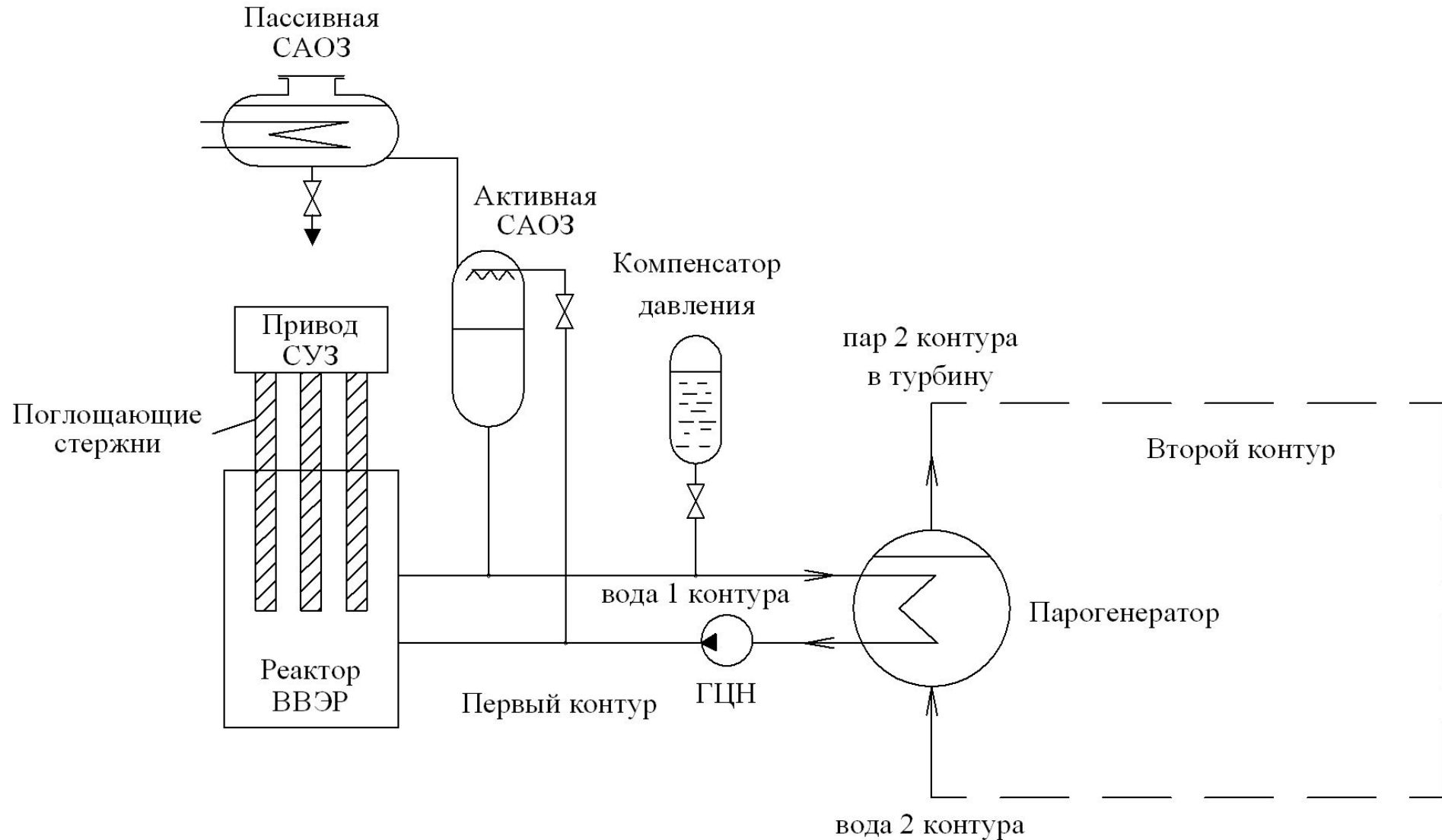
минус механизмы топливного хозяйства

минус тягодутьевые механизмы

АЭС (реактор ВВЭР)



АЭС (реактор ВВЭР)



Емкость САОЗ
ECCS accumulator

ГЦНА
RCPS

Парогенератор
Steam generator

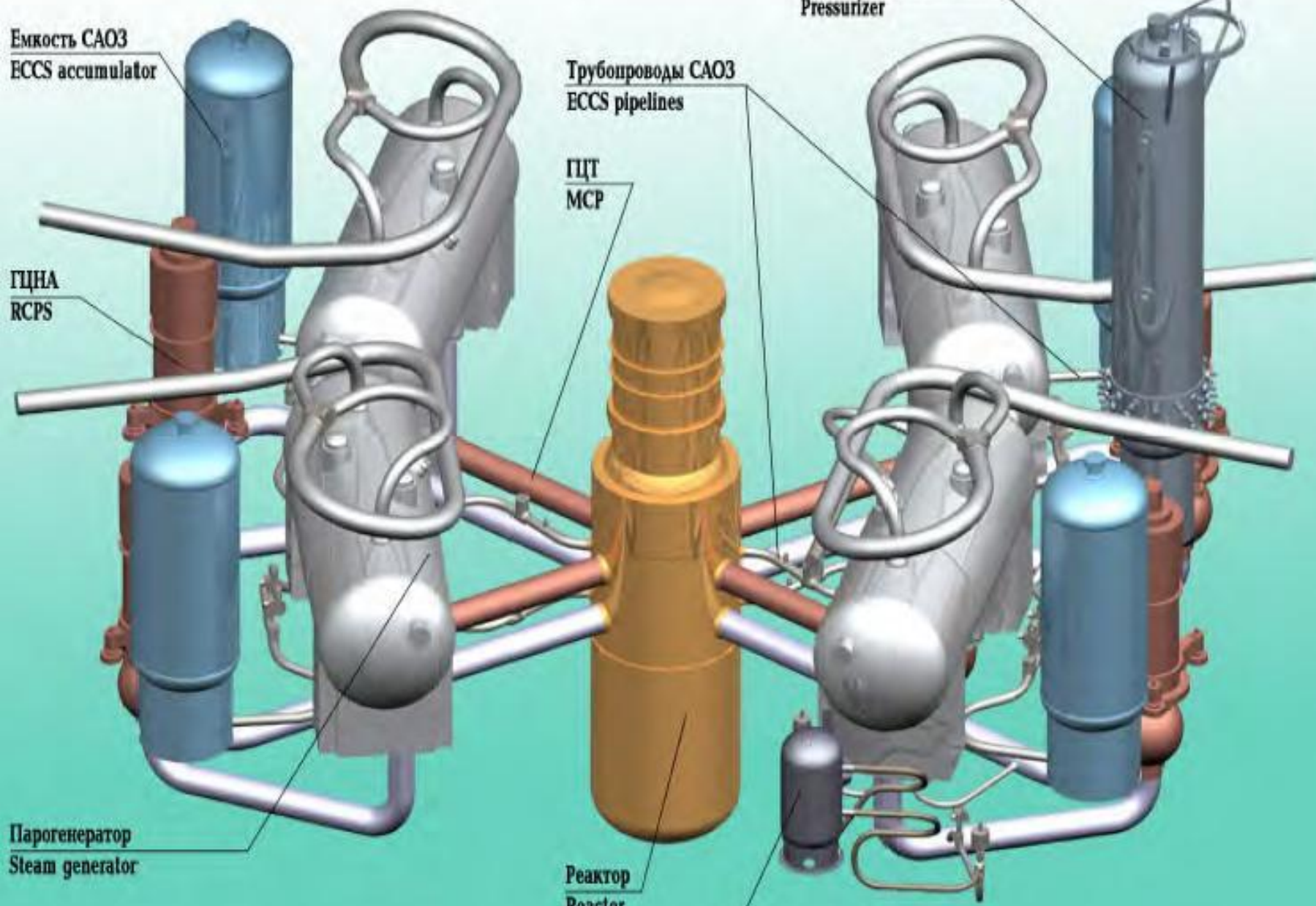
Трубопроводы САОЗ
ECCS pipelines

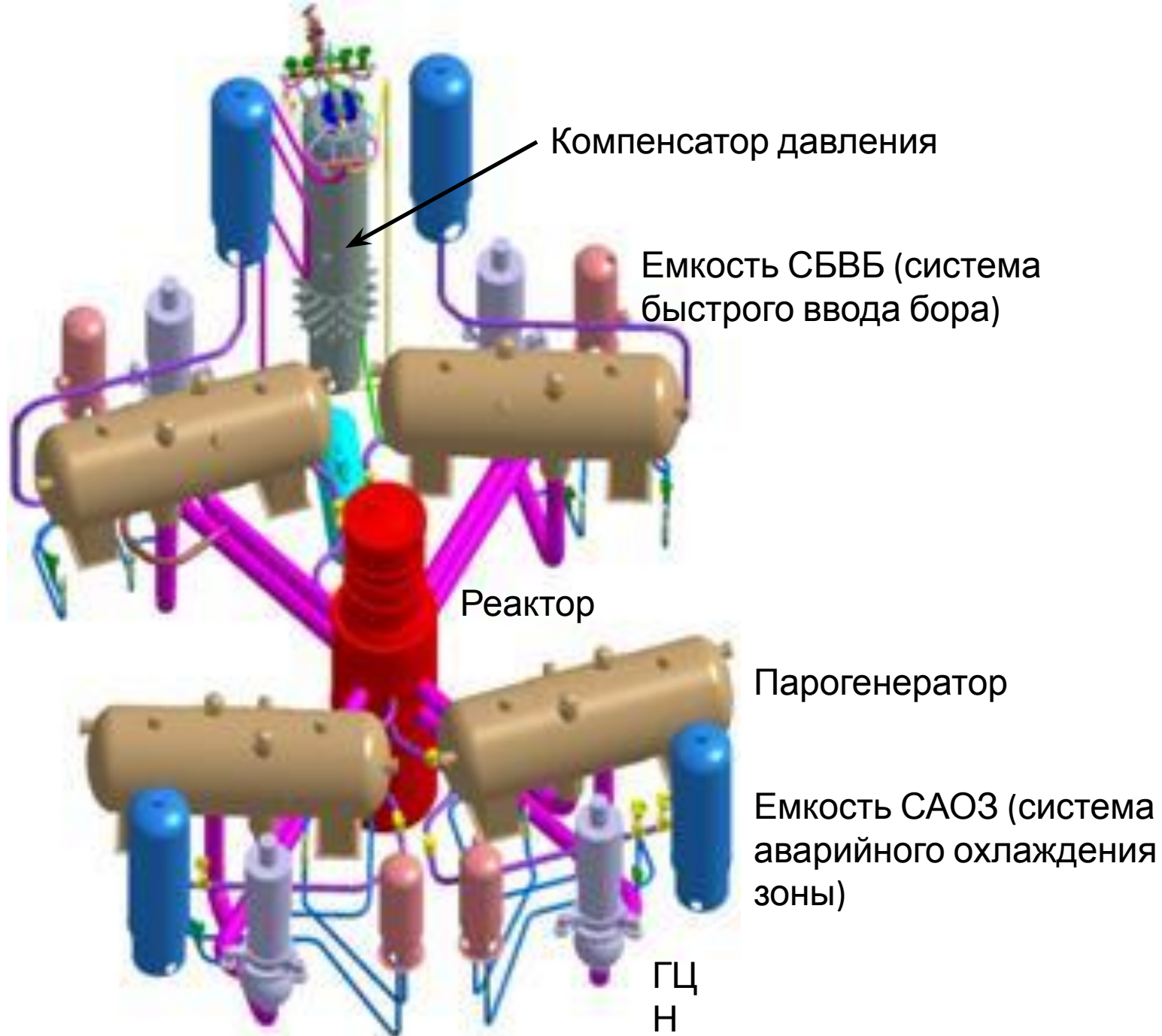
ГЦТ
MCP

Реактор
Reactor

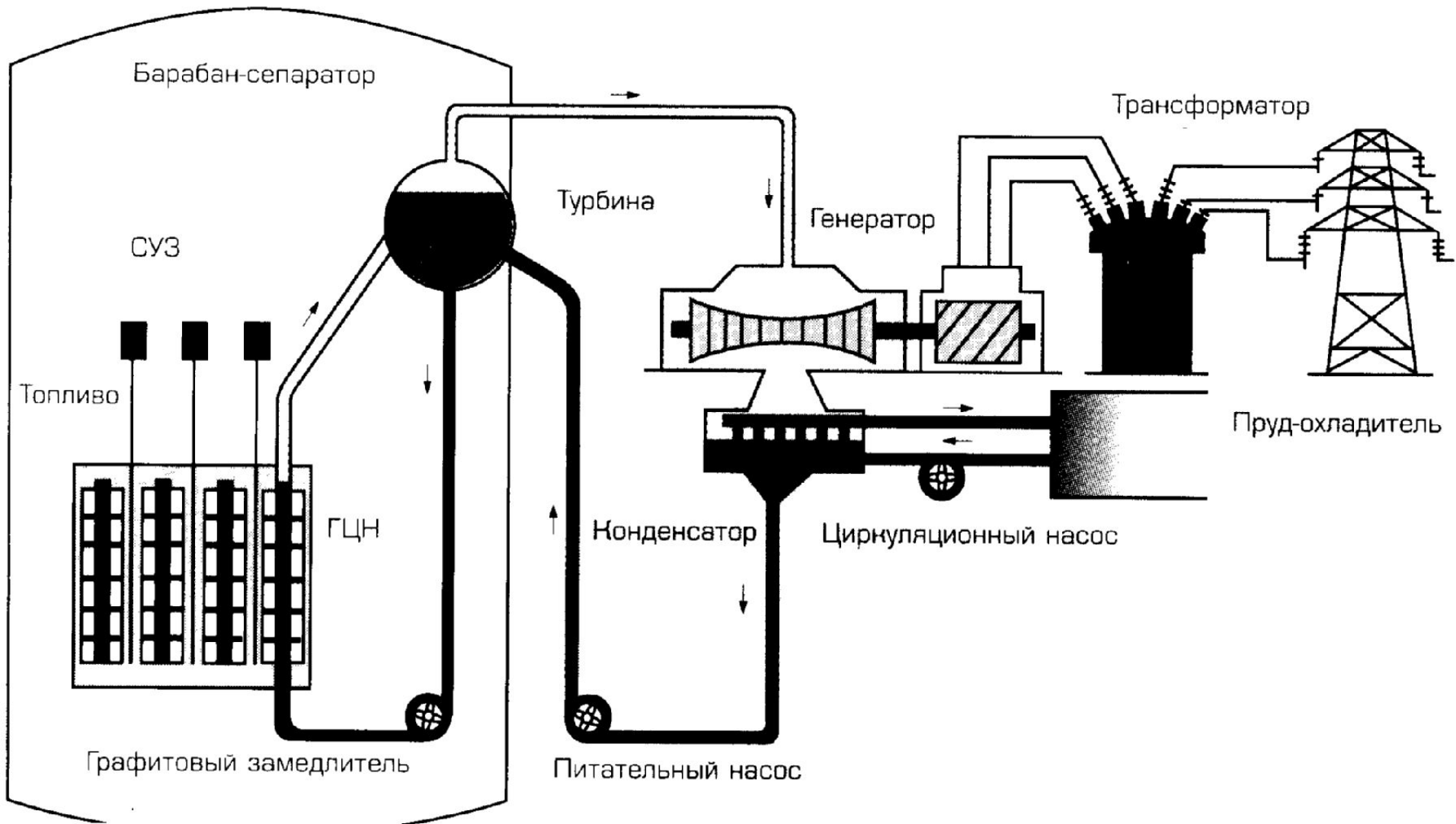
Емкость СБВБ
QBIS accumulator

Компенсатор давления
Pressurizer

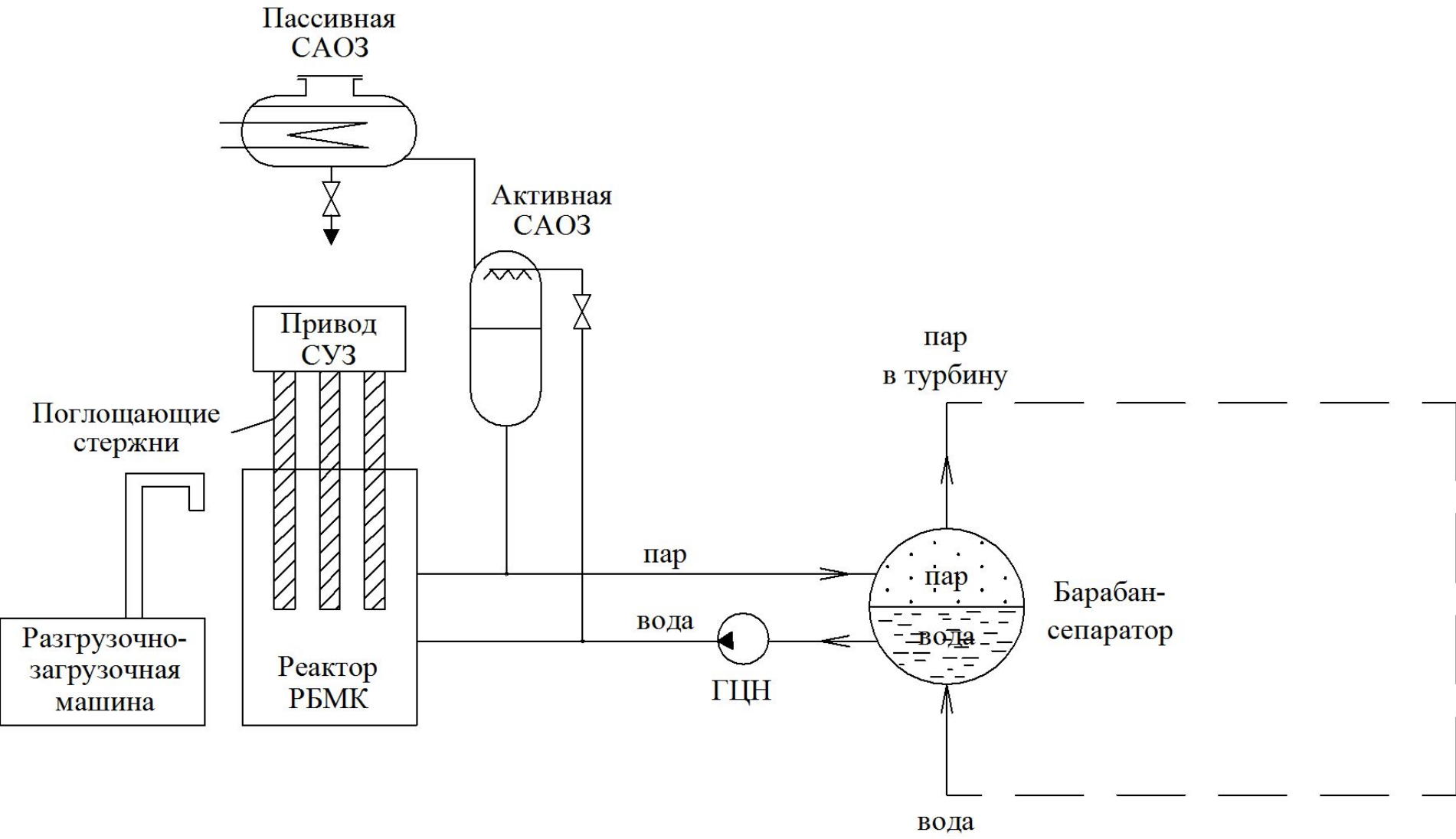




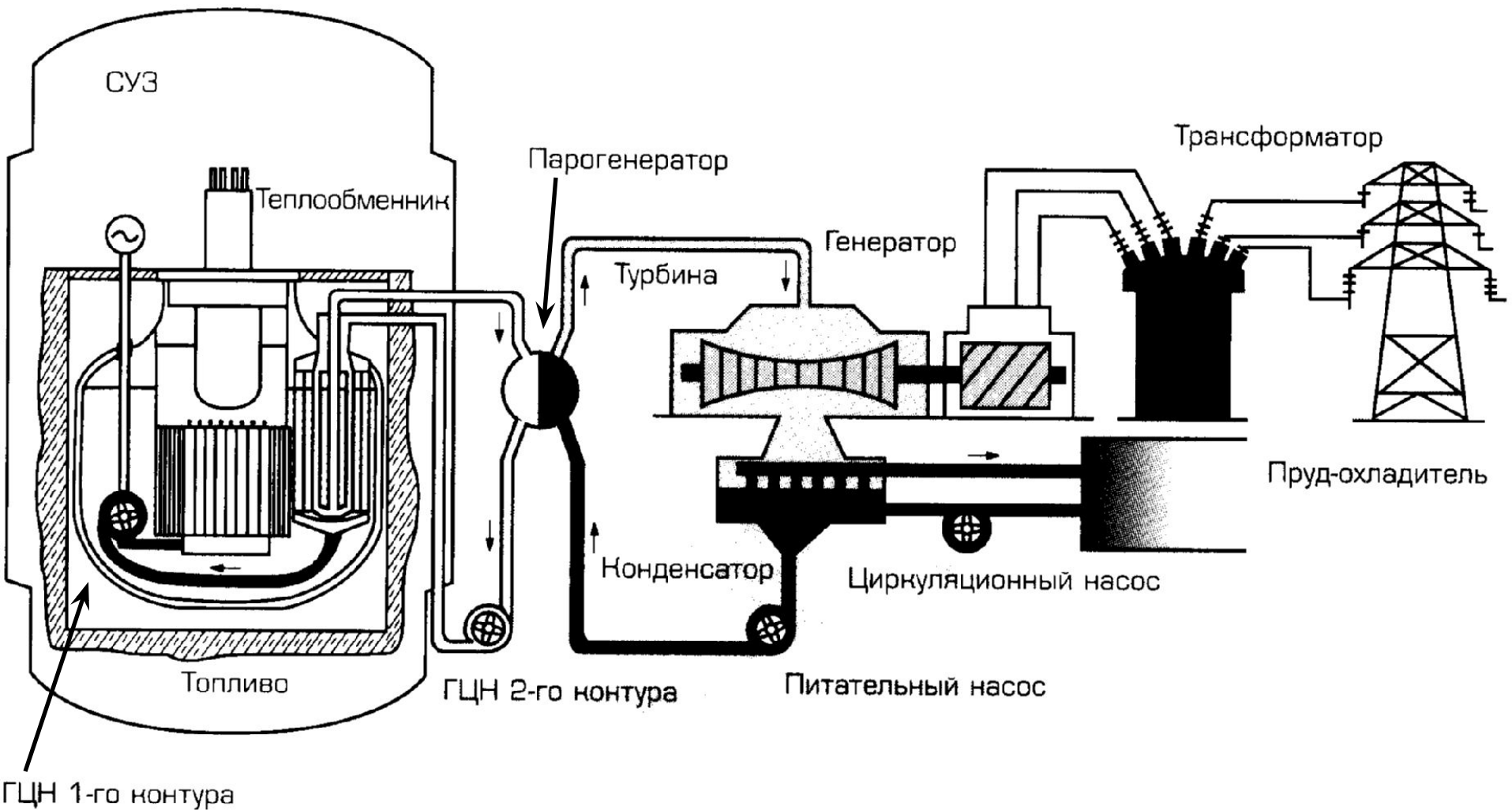
АЭС (реактор РБМК)



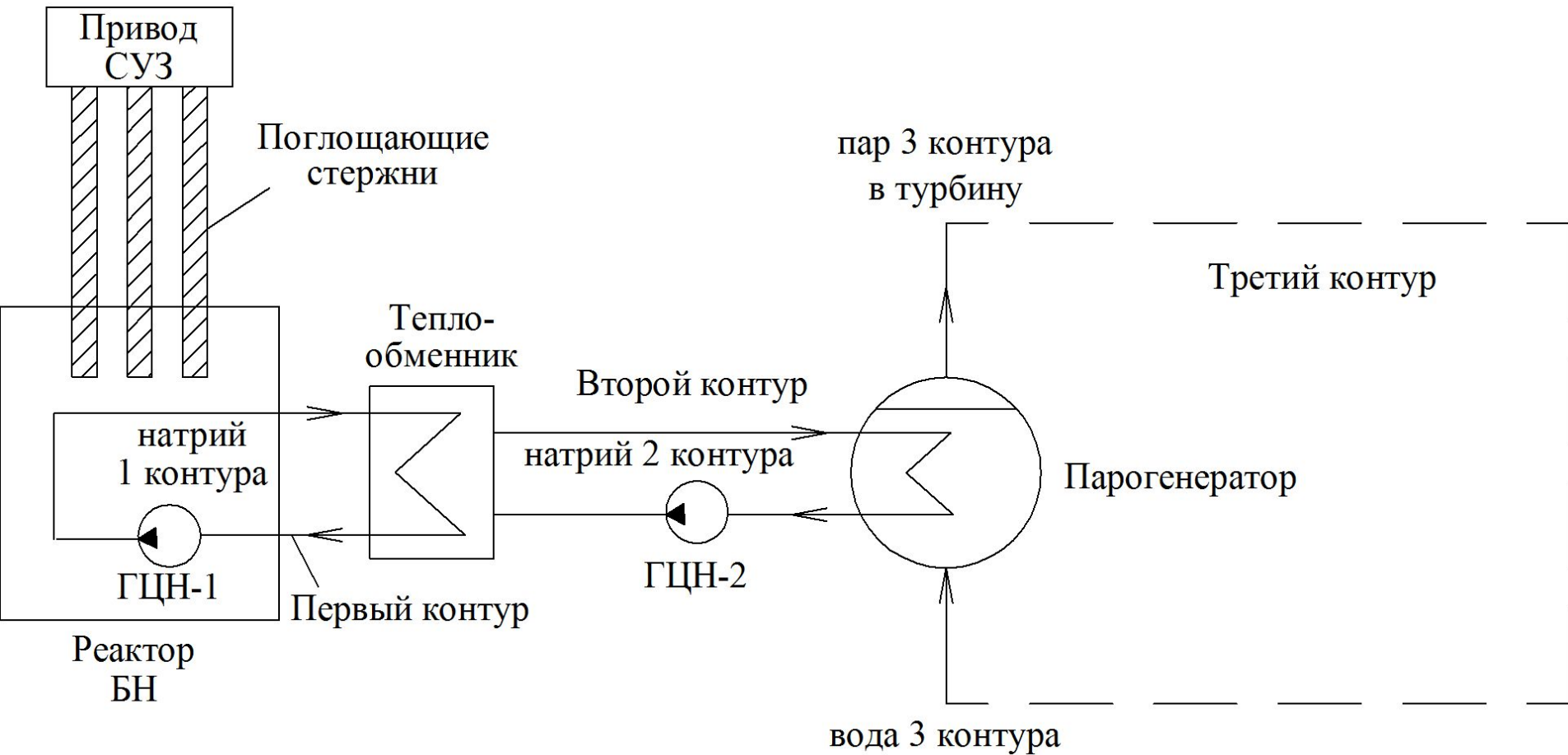
АЭС (реактор РБМК)



АЭС (реактор БН)



АЭС (реактор БН)



1.3. ГЭС

Основные узлы потребления
электроэнергии СН на ГЭС:

1. Гидротехнические сооружения
2. Напорный бассейн
3. Здание ГЭС

1. Гидротехнические сооружения

Механизмы, обслуживающие:

- плотину;
- водосбросы;
- промывные устройства;
- водозабор ГЭС;
- водовыпуски.

Освещение

Обогрев помещений

Обогрев пазов затворов

2. Напорный бассейн

Механизмы, обслуживающие:

- напорный бассейн (аванкамеры);
- промывные устройства;
- решетки и пазы затворов напорного фронта

Освещение напорного бассейна

Отопление помещений

Обогрев решеток и затворов напорного фронта

3. Здание ГЭС

Механизмы системы регулирования

Механизмы системы технического водоснабжения
ГА

Механизмы откачки воды из проточного тракта ГА

Механизмы откачки дренажных вод здания ГЭС

Компрессоры

Пожарные насосы

Механизмы открытия-закрытия затворов

Подъемные механизмы (краны, лифты, лебедки)

Освещение, отопление, вентиляция здания

Освещение, отопление, вентиляция РУ

Освещение территории ГЭС

1.4. Подстанции

охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов;

обогрев, освещение, кондиционирование и вентиляция помещений;

освещение территории;

зарядно-подзарядные устройства аккумуляторных батарей;

питание оперативных цепей и цепей управления (на подстанциях с переменным оперативным током);

обогрев ячеек КРУН и релейных шкафов наружной установки;

обогрев приводов и баков масляных выключателей;

1.4. Подстанции (продолжение)

обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей;

обогрев приводов и маслобаков переключающих устройств РПН;

обогрев электродвигательных приводов разъединителей;

обогрев электросчетчиков в неотапливаемых помещениях;

обогрев агрегатных шкафов и шкафов управления воздушных выключателей;

питание компрессоров;

обогрев воздухоборников;

вспомогательные устройства синхронных компенсаторов;

электропитание аппаратуры связи и телемеханики;

2. Виды привода механизмов СН электростанций. Их области применения

Привод механизмов СН

```
graph TD; A[Привод механизмов СН] --> B[Турбопривод]; A --> C[Электропривод];
```

Турбопривод

Электропривод

На блоках мощностью 300-1200 МВт для вращения питательных и бустерных насосов используется турбопривод, $P_{тп.мах} = 42$ МВт, $n_{мах} = 5270$ об/мин (исключение – АЭС с реакторами РБМК)

- На лопатки турбопривода пар поступает от промежуточного отбора основной турбины блока.
- При этом требуется специальный конденсатор, конденсатный насос и т. д.
- Регулирование производительности турбопривода осуществляется изменением расхода пара.

Применение турбоприводов ПН значительно снижает нагрузку СН

- Питательные насосы имеют наибольшее удельное потребление мощности среди остальных механизмов СН.
- Так, например, на блоке ТЭС мощностью 200 МВт суммарная мощность механизмов СН равна 27 МВт, в том числе мощность двух питательных электронасосов $2 \cdot 4 = 8$ МВт, что составляет около 30 % от нагрузки СН блока.

Насосы, использующие турбопривод

Блок мощностью	Мощность насосов с турбоприводом, кВт		Номинальная частота вращения, об/мин	
	ПН	БН	ПН	БН
200 МВт	-	-	-	-
300 МВт	12370	-	5270	-
500 МВт	2x9000	2x750	5270	5270
800 МВт	2x16000	2x1400	5270	5270
1000 МВт на АЭС	2x8800		3500	1800

Преимущества турбопривода

- 1) Турбопривод позволяет создавать скорости вращения выше 3000 об/мин (до 5270 об/мин).
- 2) Мощность турбопривода практически не ограничена, в то время как максимальная мощность АЭД 8 МВт.
- 3) При использовании турбопривода снижается электрическая мощность потребителей СН, а, следовательно, увеличивается выдача мощности генератора блока в сеть.
- 4) В системе СН снижаются токи КЗ.
- 5) При использовании турбопривода появляется возможность частотного регулирования производительности механизмов СН.
- 6) С помощью турбопривода достигается плавное регулирование частоты в необходимом диапазоне.
- 7) Улучшается устойчивость работы блока при нестабильных режимах в энергосистеме по напряжению и частоте.
- 8) За счет отбора пара на турбопривод улучшаются условия работы ЦНД турбины блока.

Недостатки турбопривода

- 1) Усложнение тепловой схемы блока за счет паропроводов, трубопроводов питательной воды, конденсатора, дополнительных конденсатных насосов.
- 2) Необходимость сооружения пусковой котельной или резервного питательного электронасоса на период пуска блока.

Электропривод механизмов СН

Электродвигатели

Постоянного
тока

Переменного
тока

Синхронные

Асинхронные

С фазным
ротором

С короткозамкнутым
ротором

3. Особенности собственных нужд пылеугольных ТЭС с ПТУ

Максимальная нагрузка потребителей собственных нужд пылеугольных ТЭС с ПТУ (в процентах от установленной мощности станции)

Станция	$P_{сн.max}$
ТЭЦ	8-14 %
КЭС	6-8 %

* Чем мощнее станция, тем меньше процент

На самом деле график выработки
электроэнергии станцией
может быть переменным

Если станция в данный момент
вырабатывает мощность $P < P_{уст}$, то
текущая мощность потребителей СН
несколько меньше:

$$P_{с.н} = \left(0,4 + 0,6 \frac{P}{P_{уст}} \right) P_{с.н.маx}$$

Например, пылеугольная ТЭЦ имеет установленную мощность **200 МВт**, но в данный момент загружена наполовину (**100 МВт**).

Допустим, максимальная нагрузка СН составляет **10%** от установленной мощности, т. е. **20 МВт**.

Тогда текущая нагрузка СН равна:

Например, пылеугольная ТЭЦ имеет установленную мощность **200 МВт**, но в данный момент загружена наполовину (**100 МВт**).

Допустим, максимальная нагрузка СН составляет **10%** от установленной мощности, т. е. **20 МВт**.

Тогда текущая нагрузка СН равна:

$$P_{с.н} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{100}{200} \right) \cdot 20 = 14 \text{ МВт}$$

Схема питания СН

КЭС

по 1 ТСН – от
генераторного
токопровода

ТЭЦ

по 1 ТСН – от
генераторного
токопровода

или

от ГРУ

РТСН – от РУ 110,220,330 кВ

Сколько РТСН?

- На станциях с поперечными связями по пару, принимается по 1 РТСН на каждые 6 ТСН.
- Число РТСН на станциях без поперечных связей по пару принимается:
 - при отсутствии генераторных выключателей:
 - 1 РТСН - при числе блоков 1 или 2;
 - 2 РТСН - при числе блоков от 3 до 6;
 - 2 РТСН, присоединенные к источнику питания, и 1 РТСН генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, но установленный на фундаменте и готовый к перекалке - при числе блоков 7 и более;
 - при наличии генераторных выключателей:
 - 1 РТСН, присоединенный к источнику питания - при числе блоков 1 или 2;
 - 1 РТСН, присоединенный к источнику питания и 1 РТСН генераторного напряжения, не присоединенный к источнику питания, но установленный на фундаменте и готовый к перекалке - при числе блоков 3 и более.

Пример. Энергоблок 800 МВт пылеугольной КЭС

Обозначение	$P_{ном}$, кВт	Секция А	Секция Б
КН1	630	1рез	1
КН2	1660	1	1рез
ЦН	4000	1	1
БагН	500	1	1
ШлН	500	–	1
СлН	315	1рез	1
СмН	500	1	–
Д	5000	1	1
ДВ	5000	1	1
ВГД	3150	1	1
М-В	2500	4	4
Тр. 6/0,4	1000	3	3

Примечания:

- 1) Для данного блока применяется 2 питательных насоса мощностью 16000 кВт и частотой вращения 5270 об/мин с турбоприводом.
- 2) На одном валу с каждым питательным турбонасосом через редуктор включен бустерный насос мощностью 1000 кВт.
- 3) Электродвигатель мельницы – синхронный.

Особенности СН п/у ТЭС

- Повышенный расход на СН (до 14%).
- Наличие синхронного электропривода (мельница, мельничный вентилятор).
- Наличие багерных, шламовых, сливных, смывных насосов.

4. Особенности собственных нужд газомазутных ТЭС с ПТУ

Максимальная нагрузка потребителей собственных нужд газомазутных ТЭС с ПТУ (в процентах от установленной мощности станции)

Станция	$P_{сн.max}$
ТЭЦ	5-7 %
КЭС	2,5-5 %

* Чем мощнее станция, тем меньше процент

Пример. Энергоблок 300 МВт газوماзутной КЭС

Обозначение	$P_{ном}$ кВт	А	Б
ПЭН	8000	1рез	-
БЭН	500	1	1+1рез
КН1	200	1+1рез	1
КН2	400	1	1+1рез
ЦН	1000	1	1
НПТ	200	-	1
Д	$\frac{685}{1600}$	1	1
ДВ	$\frac{725}{1250}$	1	1
ВГД	250	1	1
Тр. 6/0,4	1000	2	2

Примечания:

1) Для данного блока применяется 1 питательный насос мощностью 12370 кВт и частотой вращения 5150 об/мин с турбоприводом. В таблице приведен пускорезервный ПЭН.

2) В числителе указаны параметры электродвигателя для первой скорости вращения, в знаменателе – для второй скорости вращения.

Особенности СН г/м ТЭС

- Пониженный расход на СН.
- Более частое применение нерасщепленных ТСН.
- Наличие мазутных насосов.
- Наличие дожимного компрессора (редко).

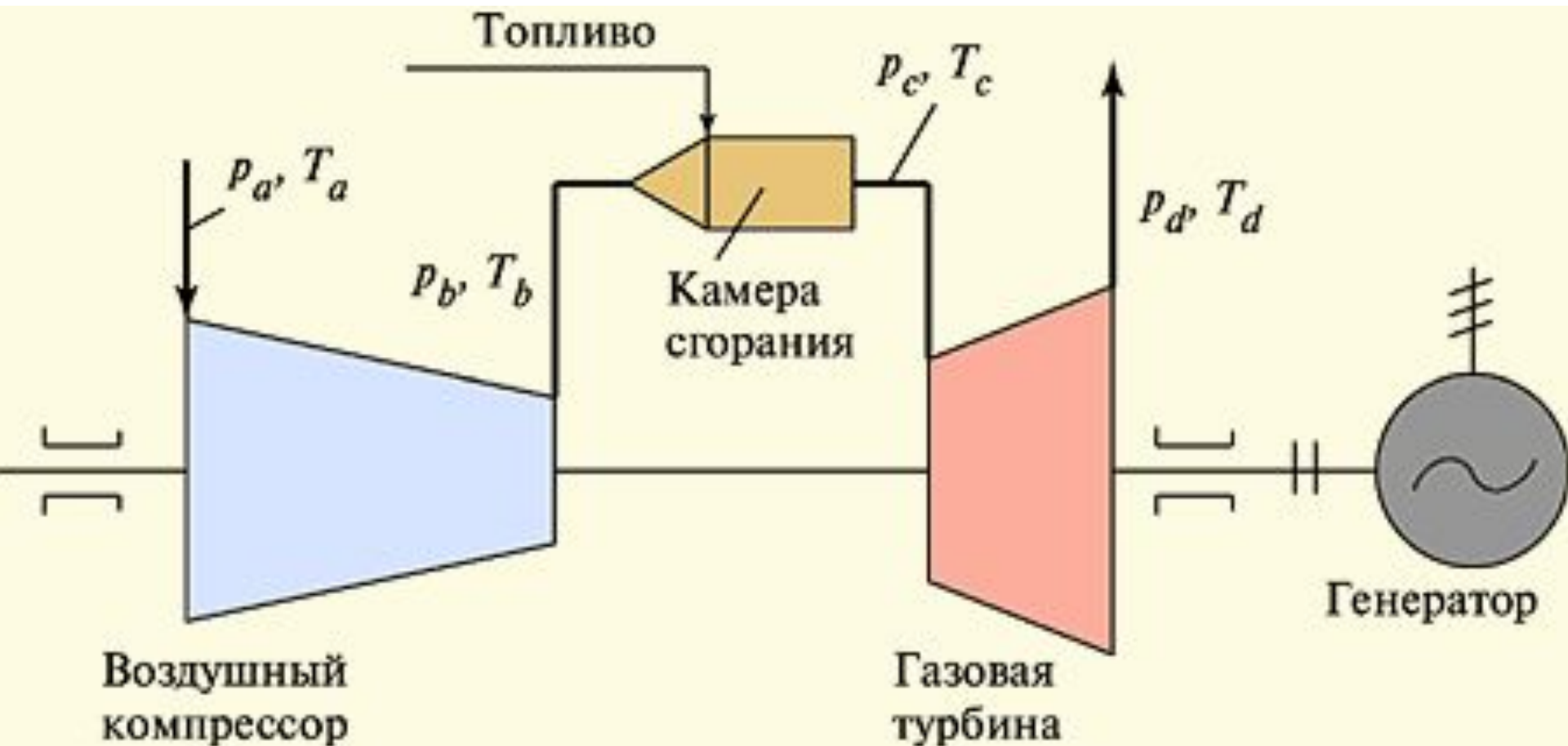
5. Особенности СН ТЭЦ с ПГУ

ПГУ = ПТУ + ГТУ

ПТУ: много мощных механизмов СН с электроприводом из-за необходимости перекачивания воды

ГТУ: относительно мало механизмов СН, наиболее мощный из них (компрессор) имеет турбопривод

Простейшая тепловая схема ГТУ



Компрессор

- Нагнетает воздух из атмосферы в камеру сгорания.
- Приводится во вращение газовой турбиной.
- На это уходит около **половины** мощности турбины.

• Степень сжатия воздуха:

$$\pi_k = \frac{P_b}{P_a} = \frac{13...17 \text{ атм на выходе}}{1 \text{ атм на входе}} = 13...17$$

Компрессор

- При сжатии в компрессоре воздух нагревается.
- Степень нагрева воздуха:

$$\frac{T_b}{T_a} = \sqrt[4]{\pi_K}$$

- Например, $\pi_K = 16$, $T_a = 27 + 273 = 300 \text{ K}$
- Тогда $T_b = 600 \text{ K}$

Камера сгорания

- Расход топлива $\approx 1\%$ от расхода воздуха.
- Продукты сгорания имеют температуру около 2000°C .
- К ним подмешивается вторичный воздух.
- На выходе из камеры сгорания (и на входе в газовую турбину) температура снижается до 1400°C .

Газовая турбина

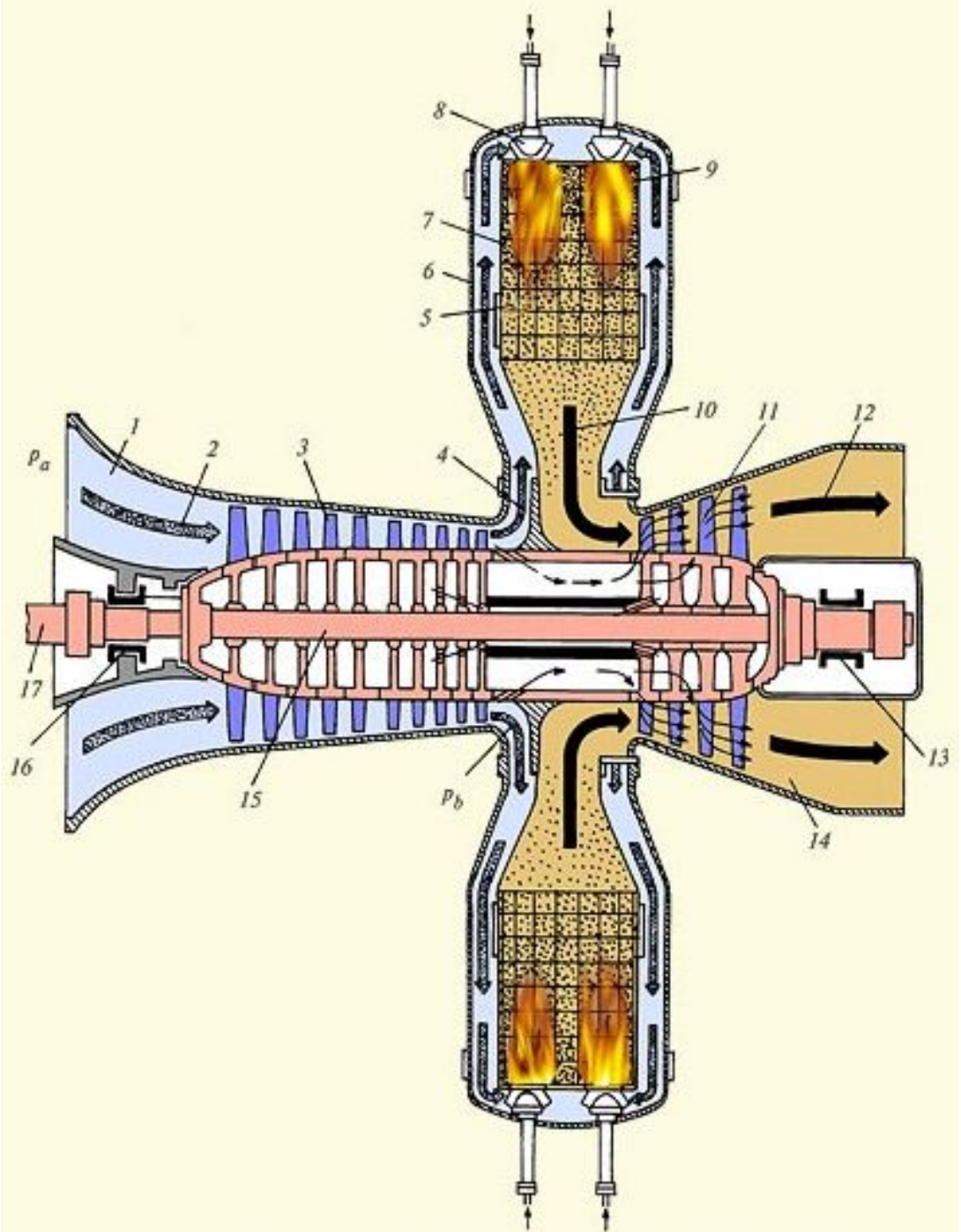
- На вход газовой турбины подаются выхлопные газы из камеры сгорания с температурой около 1400°C .
- Степень охлаждения газа в турбине:

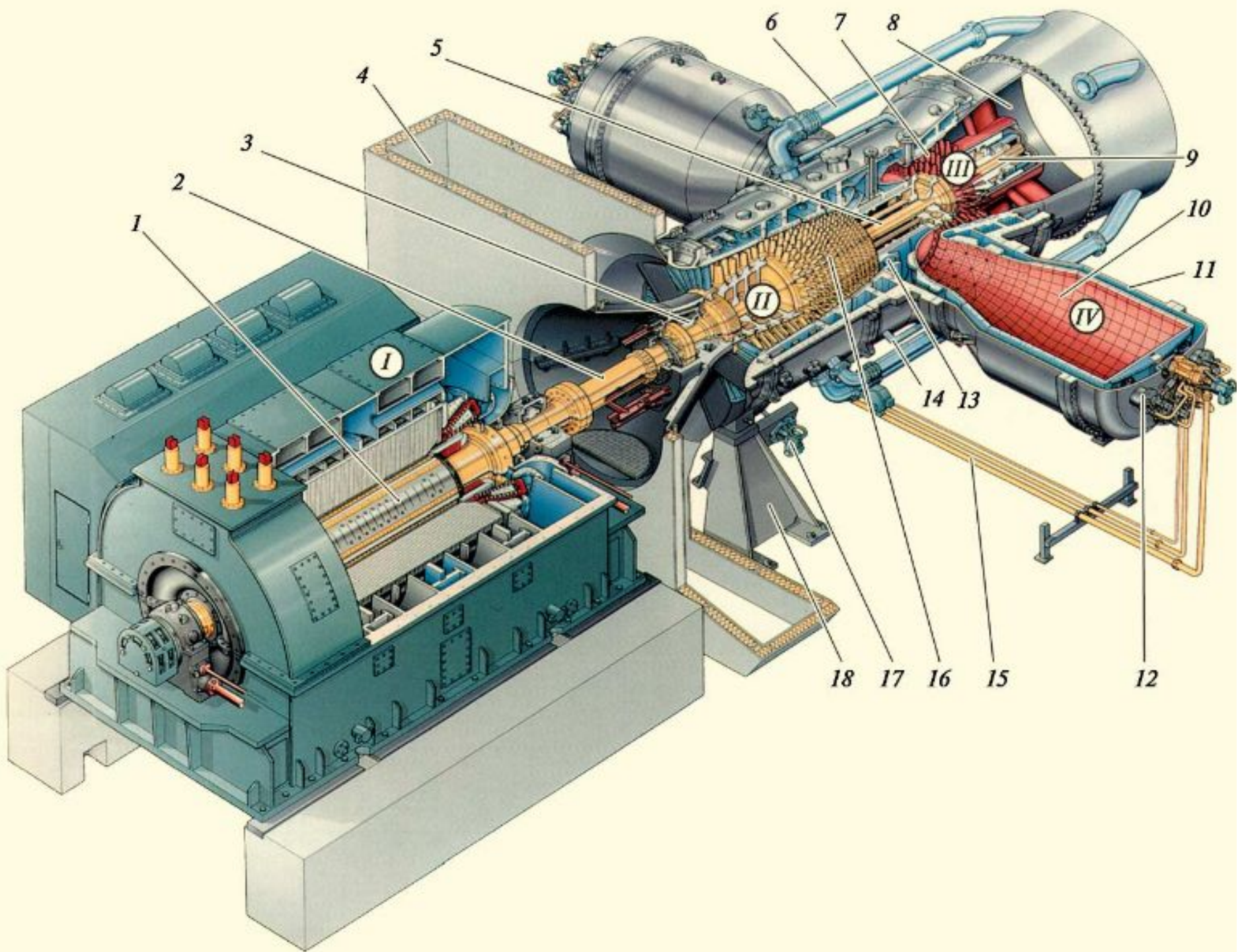
$$\frac{T_c}{T_d} = \sqrt[4]{\pi_K}$$

- Например, $\pi_K = 16$, $T_c = 1400 + 273 = 1673 \text{ K}$
- Тогда $T_d = 836 \text{ K}$ или $T_d = 836 - 273 = 563^{\circ}\text{C}$

Газовая турбина

- Таким образом, температура выходящих из ГТУ газов достаточно высока.
- Это тепло необратимо выбрасывается в дымовую трубу.
- Значит, в отличие от ПТУ, ГТУ имеет низкий КПД: 35...36 %.
- Чем выше температура газа на входе в турбину, тем выше КПД.





Сравнение ГТУ и ПТУ

ГТУ	ПТУ
Большое давление в зоне сгорания. $P = 13...17$ атм	Малое давление в зоне сгорания. $P = 1$ атм
Объем выхлопных газов мал	Объем выхлопных газов больше в 12...20 раз
Камера сгорания – малая	Котел – большой
Камера сгорания – неотъемлемая часть ГТУ	Котел в состав ПТУ не входит

Сравнение ГТУ и ПТУ

ГТУ	ПТУ
Малое давление рабочего тела (газа). $P = 13 \dots 17$ атм	Большое давление рабочего тела (пара) $P = 140 \dots 220$ атм
Корпус сделан из тонкой стали	Корпус сделан из толстой стали
Маневренная. Пуск - минуты	Низкоманевренная. Пуск – часы
Покрывают пиковую часть нагрузки	Покрывают базовую часть нагрузки

Сравнение ГТУ и ПТУ

ГТУ	ПТУ
Газовая турбина состоит из 3-5 ступеней	Паровая турбина состоит из 25...30 ступеней (3...4 цилиндров)
Длина ГТУ (КС + ГТ + К) мала	Длина паровой турбины в 1,5 раза больше
Отсутствуют конденсатор, деаэратор, РПВД, РПНД, БОУ, насосы	Присутствуют
Не нужна охлаждающая вода	Нужна охлаждающая вода (река, градирня, водохранилище и т.д.)

Сравнение ГТУ и ПТУ

ГТУ	ПТУ
Низкий КПД = 35...36 %	Высокий КПД = 38...43 %
Работает только на высококачественном топливе	Работает на топливе любого качества
Требует высокого уровня эксплуатации	Более «традиционная» установка
Тяжелее запускаются	Обычный механический способ пуска

Парогазовая установка

КПД =
50...52 %

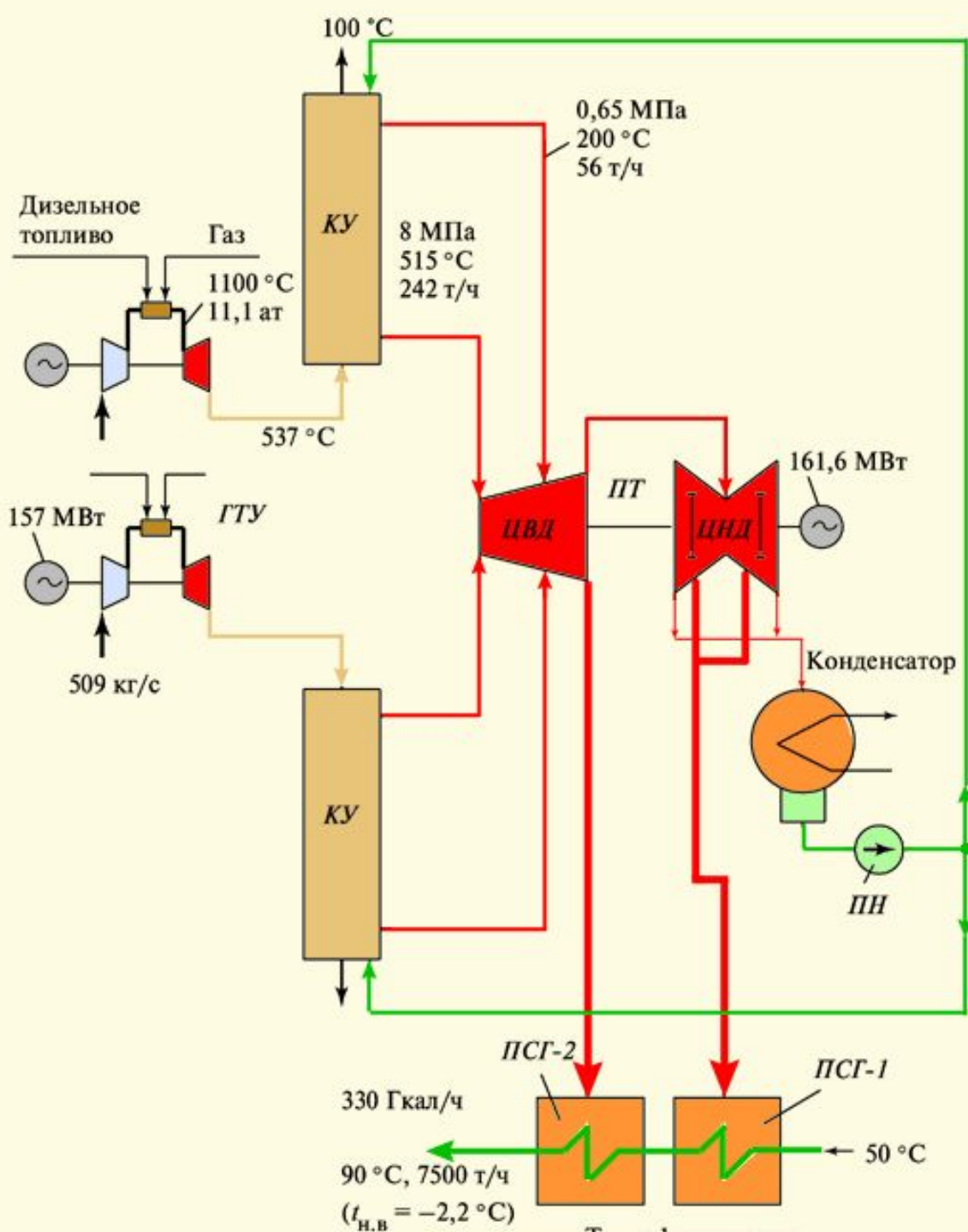
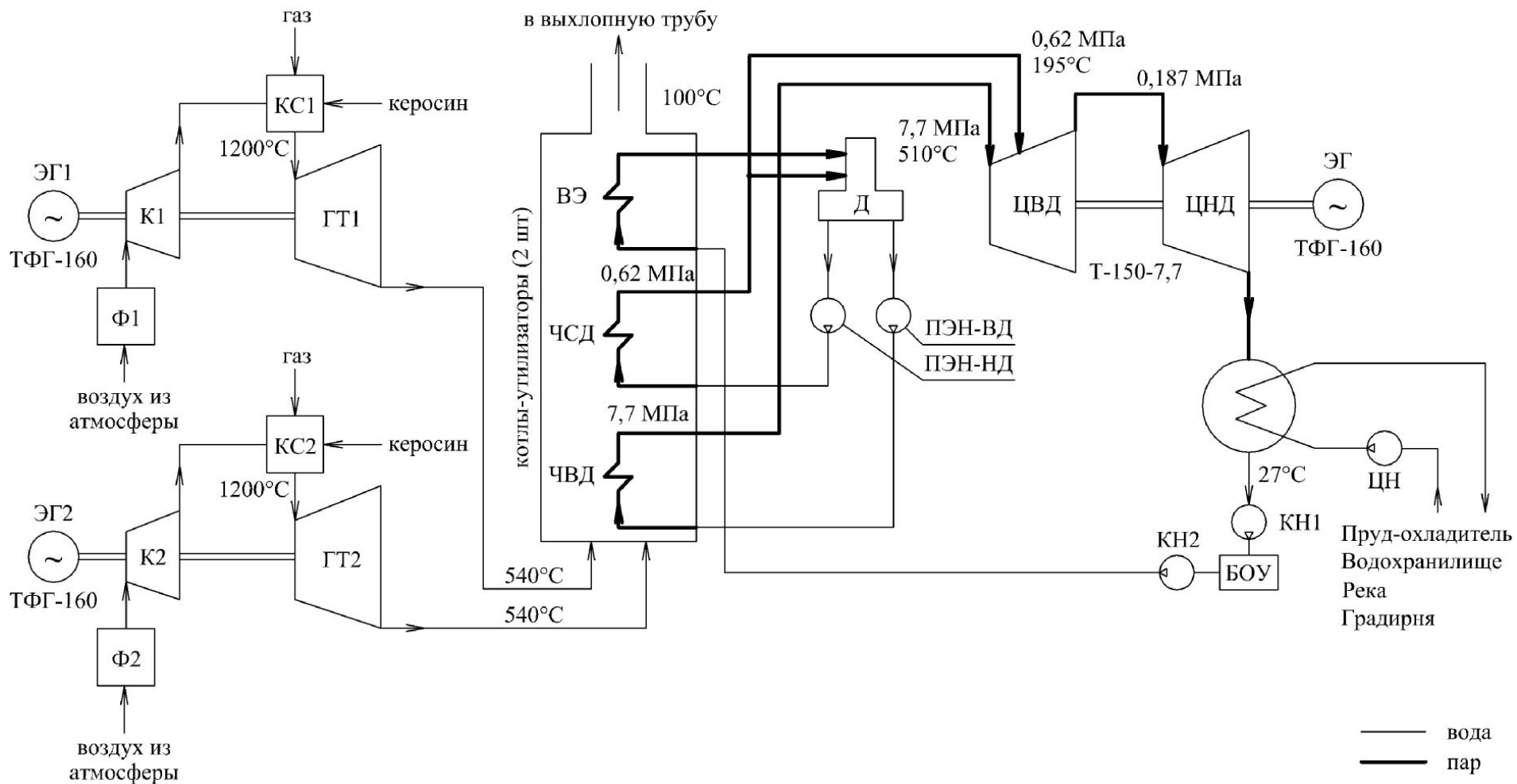


Схема блока СЗТЭЦ



Особенности СН ТЭС с ПГУ

- 1) СН ГТУ гораздо меньше по составу и мощности, чем СН ПТУ.

- 2) Поэтому обычно:
 - рабочие ТСН цикла ГТУ нерасщепленные и маломощные,
 - рабочие ТСН цикла ПТУ расщепленные и более мощные.

6. Особенности собственных нужд АЭС с реакторами ВВЭР

6.1. Особенности СН АЭС с реакторами ВВЭР-1000

- Калининская АЭС (ОЭС Центра);
- Балаковская АЭС (ОЭС Средней Волги);
- Ростовская АЭС (ОЭС Юга);
- Нововоронежская АЭС (частично) (ОЭС Центра).

Максимальная нагрузка потребителей собственных нужд АЭС составляет 5-8 % от установленной мощности станции.

Эта величина определяется тем, что значительный объем механизмов СН относится к циклу ПТУ, как и на тепловых электростанциях.

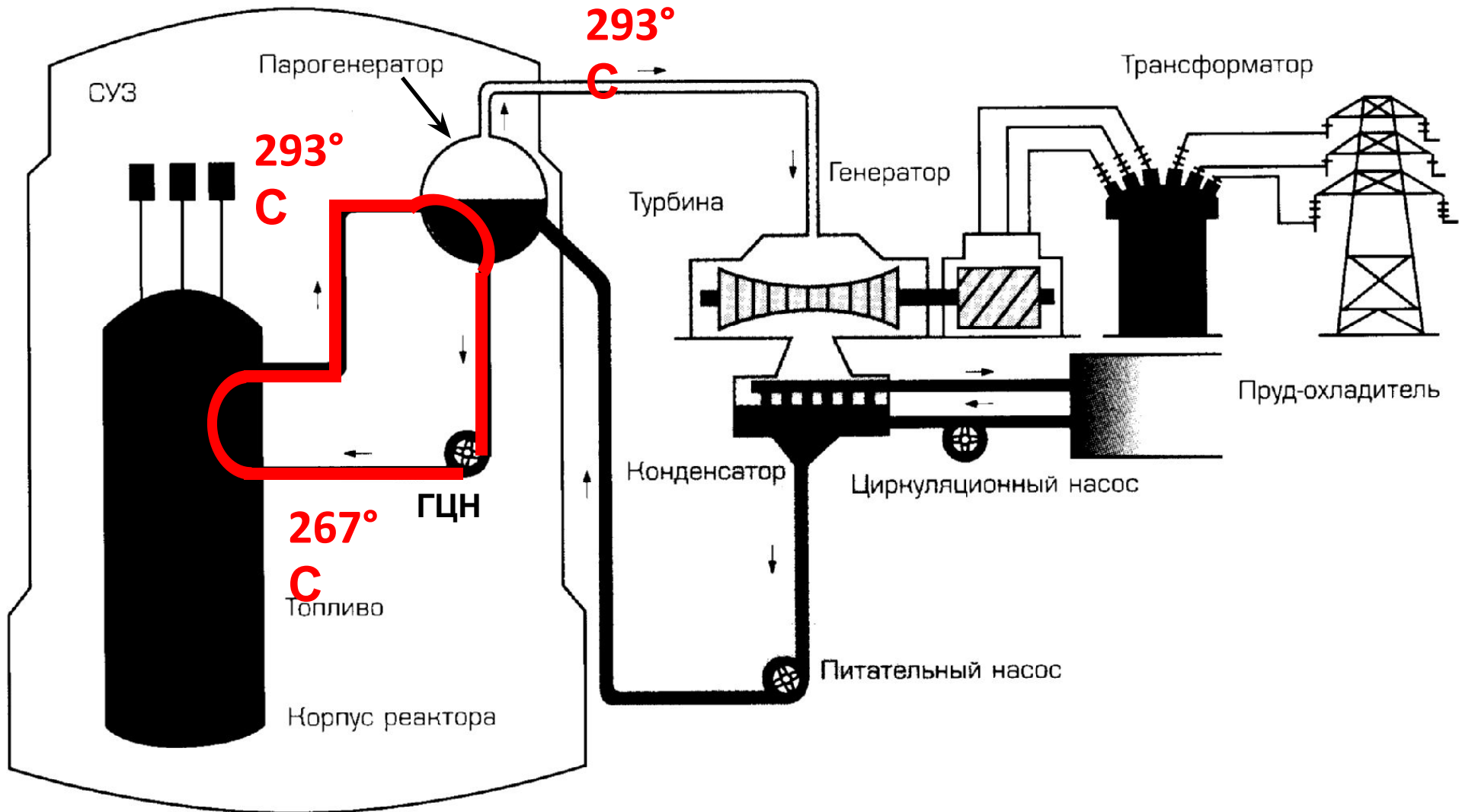
Особенности подключения ТСН и РТСН на АЭС с реакторами ВВЭР-1000

- К каждому генератору подключаются по 2 рабочих ТСН мощностью по 63 МВА.
- Некоторые генераторы мощностью 1000 МВт имеют 6-фазную обмотку статора со сдвигом по фазе на 30 электрических градусов. Значит, используются различные схемы соединений обмоток ТСН (см. схему).
- На каждый рабочий ТСН приходится по 1 РТСН.
- Т.к. РТСН много, то они подключаются к РУ-ВН парами.

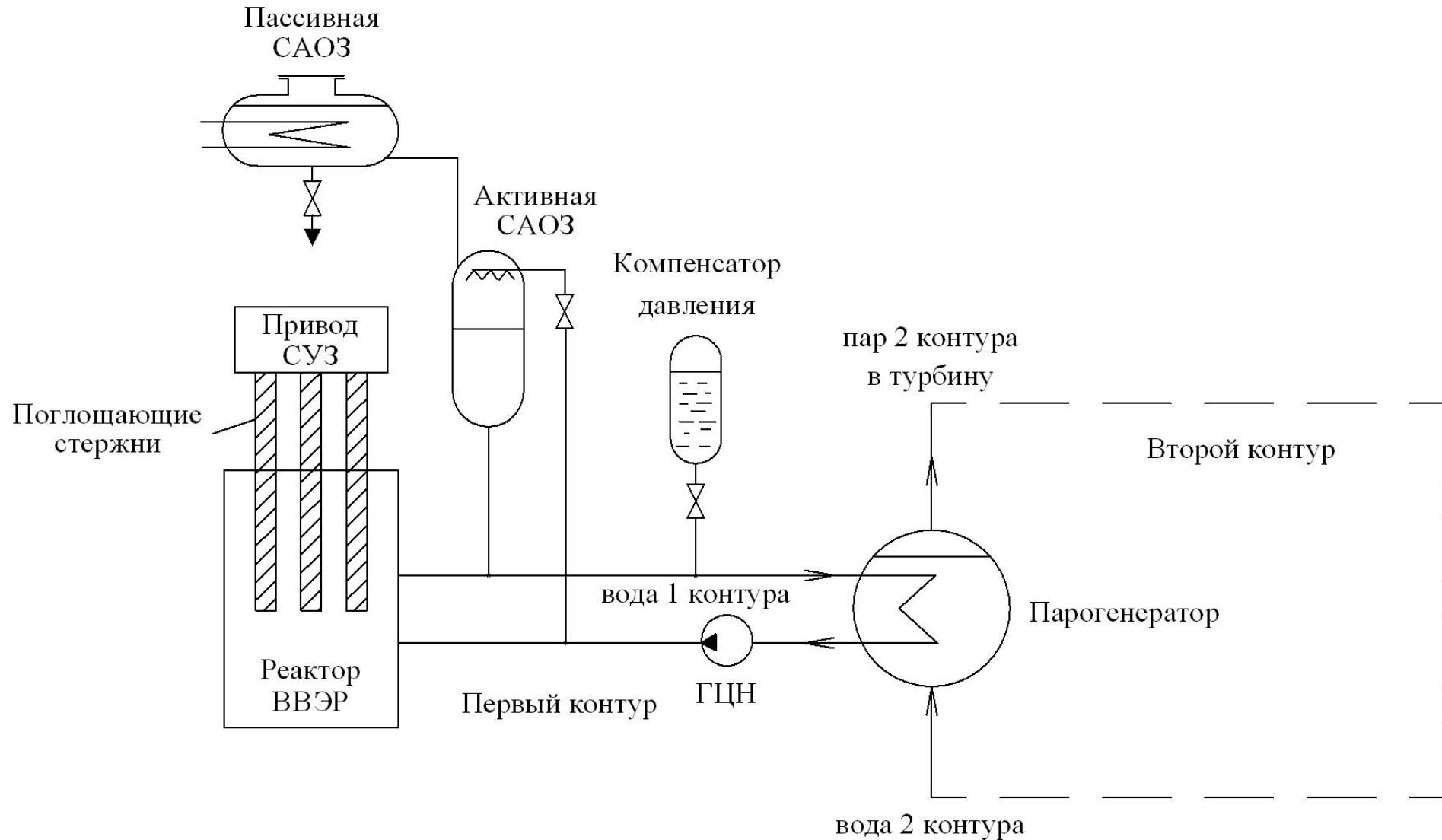
Особенности питания ГЦН на АЭС с реакторами ВВЭР-1000

- Число секций СН на 1 генератор выбирается по числу ГЦН.
- Для реактора ВВЭР-1000 используется 4 ГЦН мощностью по 8 МВт каждый с электроприводом (АЭД с КЗР).
- Каждый ГЦН подключается на свою секцию нормальной эксплуатации.

АЭС (реактор ВВЭР)



АЭС (реактор ВВЭР)



Емкость САОЗ
ECCS accumulator

ГЦНА
RCPS

Парогенератор
Steam generator

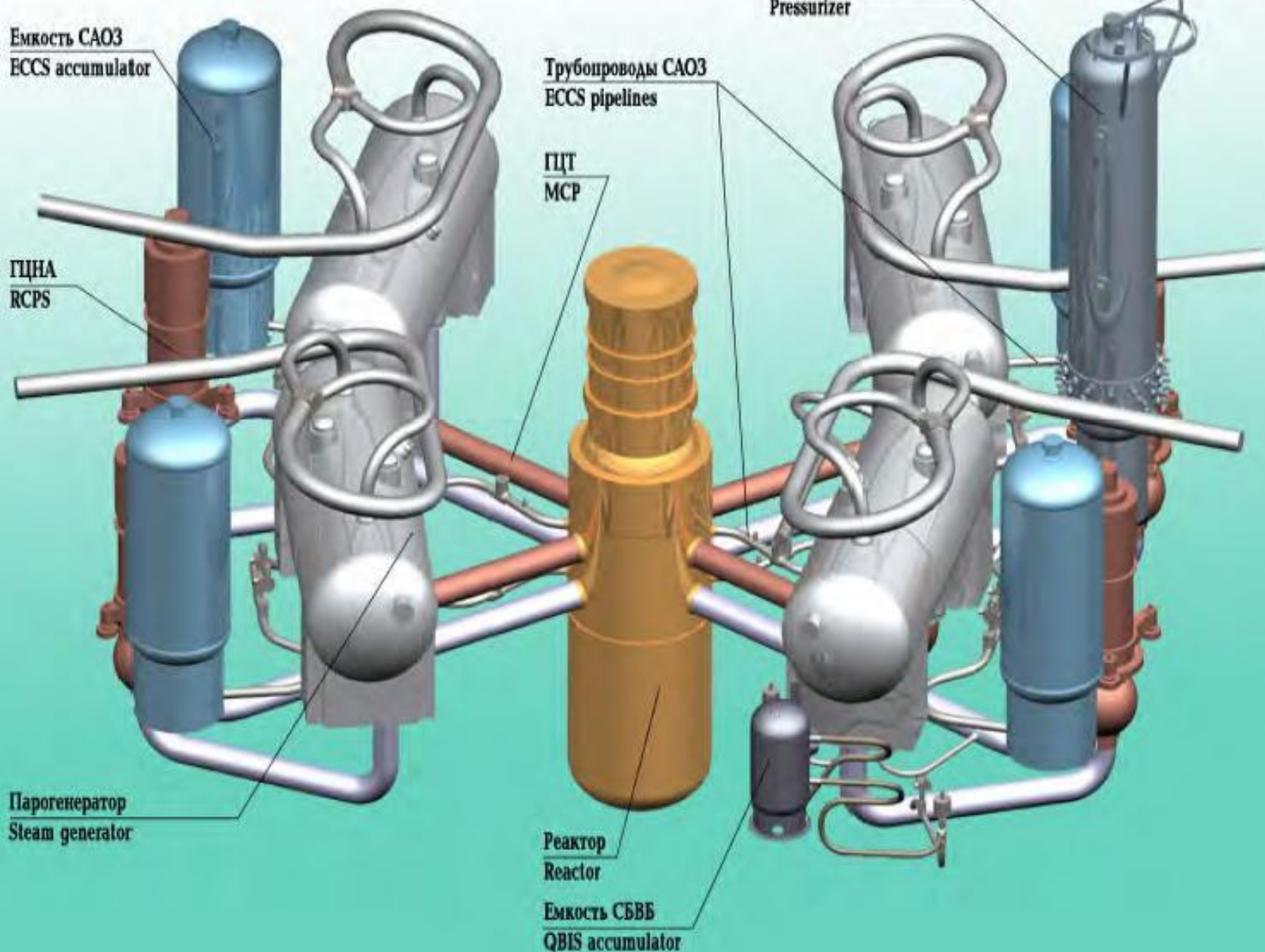
Трубопроводы САОЗ
ECCS pipelines

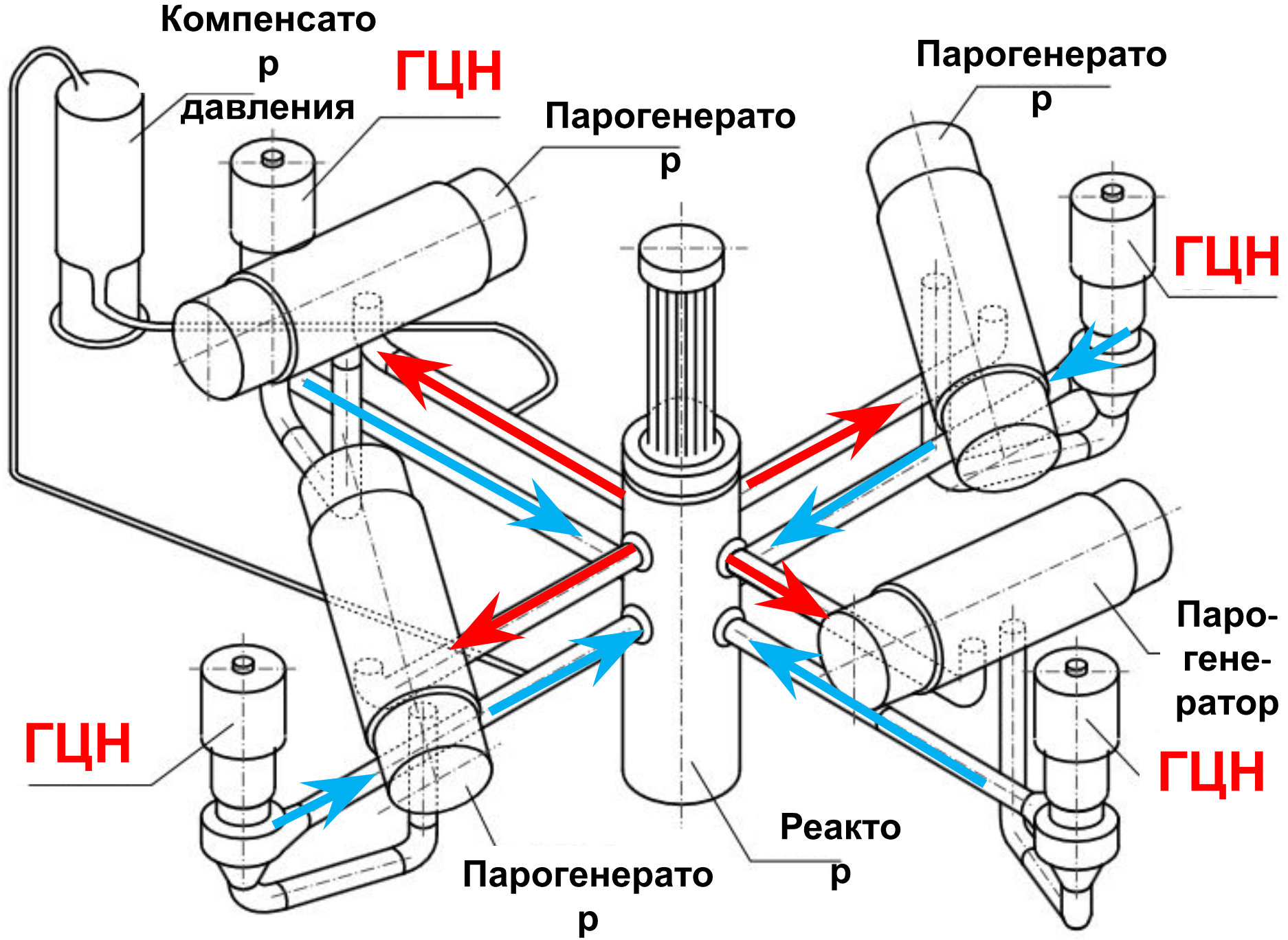
ГЦТ
MCP

Реактор
Reactor

Емкость СБВБ
QBIS accumulator

Компенсатор давления
Pressurizer





Компенсато

р
давления

ГЦН

Парогенерато

р

Парогенерато

р

ГЦН

ГЦН

Паро-
гене-
ратор

ГЦН

Реакто

р

Парогенерато

р

Особенности привода ПН, БН на АЭС с реакторами ВВЭР-1000

- На каждый блок – по 2 питательных насоса мощностью по 8800 кВт и частотой вращения 3500 об/мин с турбоприводом.
- На одном валу с каждым питательным турбонасосом через редуктор включен бустерный насос мощностью 1000 кВт.

6.2. Особенности СН АЭС с реакторами ВВЭР-440

- Кольская АЭС (ОЭС Северо-Запада);
- Нововоронежская АЭС (частично) (ОЭС Центра).

Особенности подключения ТСН и РТСН на АЭС с реакторами ВВЭР-440

- К каждому генератору подключается 1 рабочий ТСН мощностью 25 МВА.
- Итого на реактор приходится 4 секции СН.
- На каждые 2 рабочих ТСН приходится по 1 РТСН мощностью 32 МВА.

Особенности питания ГЦН на АЭС с реакторами ВВЭР-440

- Для реактора ВВЭР-440 используется 6 ГЦН мощностью по 1,6 МВт каждый с электроприводом (АЭД с КЗР).
- То есть на 1 генератор приходится по 3 ГЦН.
- ГЦН подключены к 4-м секциям СН по схеме 2-1-2-1.

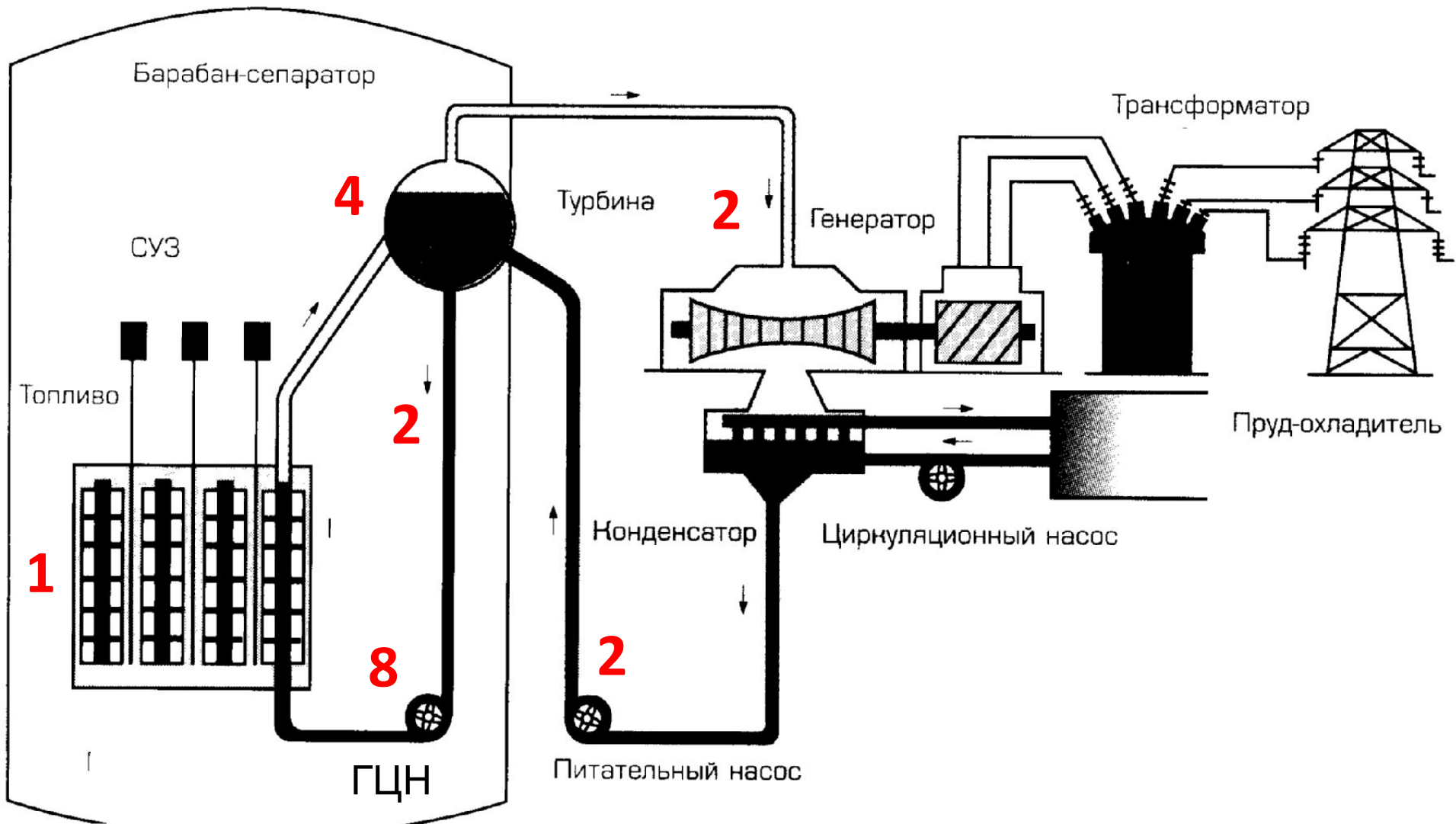
Особенности привода ПН на АЭС с реакторами ВВЭР-440

- На каждый блок – по 2 питательных насоса мощностью по 2500 кВт с электроприводом (АЭД с КЗР).

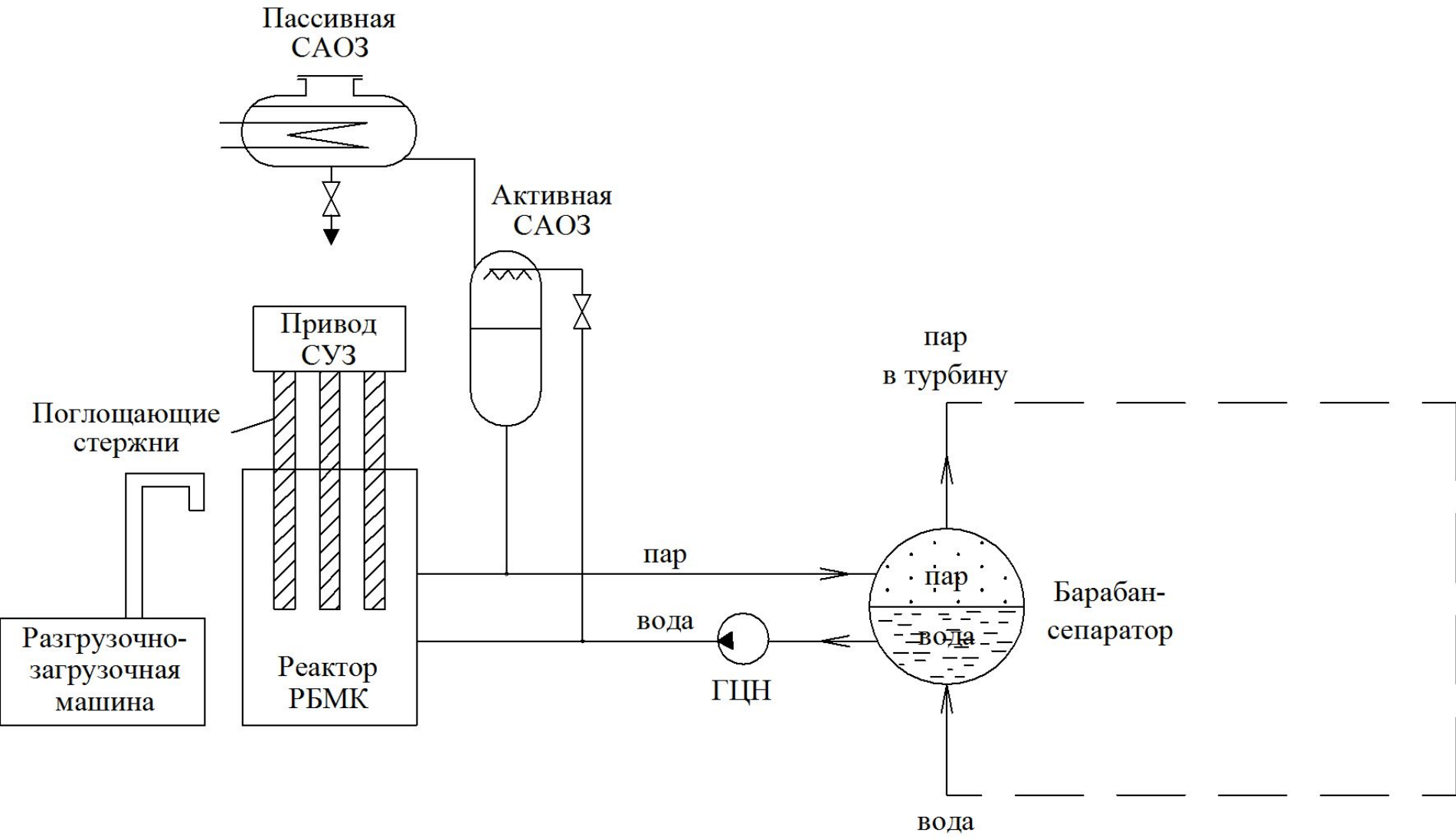
7. Особенности собственных нужд АЭС с реакторами РБМК

- Ленинградская АЭС (ОЭС Северо-Запада);
- Курская АЭС (ОЭС Центра);
- Смоленская АЭС (ОЭС Центра).

АЭС (реактор РБМК)



АЭС (реактор РБМК)



Особенности подключения ТСН и РТСН на АЭС с реакторами РБМК-1000

- К каждому генератору подключаются 1 рабочий ТСН мощностью 63 МВА.
- Итого на реактор приходится 4 секции СН.
- На каждые 2 рабочих ТСН приходится 1 РТСН мощностью 63 МВА.

Особенности питания ГЦН на АЭС с реакторами РБМК-1000

- Для реактора РБМК-1000 используются 8 ГЦН (6 рабочих и 2 резервных) мощностью по 5,5 МВт каждый с электроприводом (АЭД с КЗР).
- ГЦН подключаются на секции нормальной эксплуатации по 2:
 - секция А: 1раб + 1рез
 - секция В: 2раб
 - секция С: 2 раб
 - секция D: 1 раб + 1рез

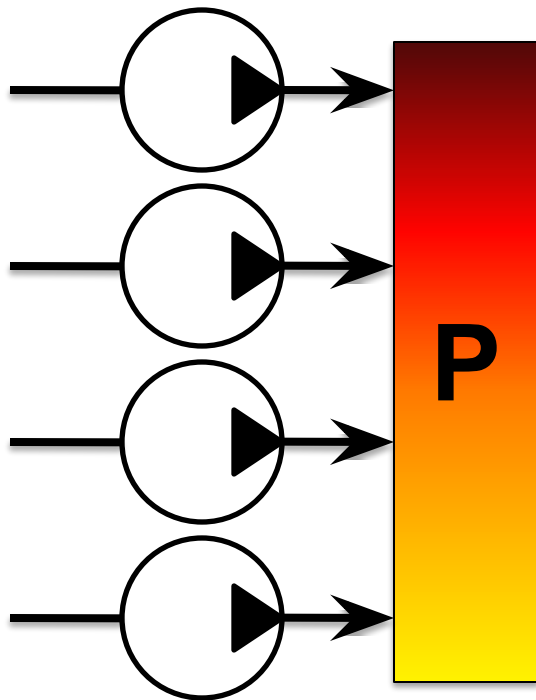
Особенности питания ГЦН на АЭС с реакторами РБМК-1000

Для ВВЭР и РБМК по-разному решается вопрос выбора числа ГЦН и их резервирования.

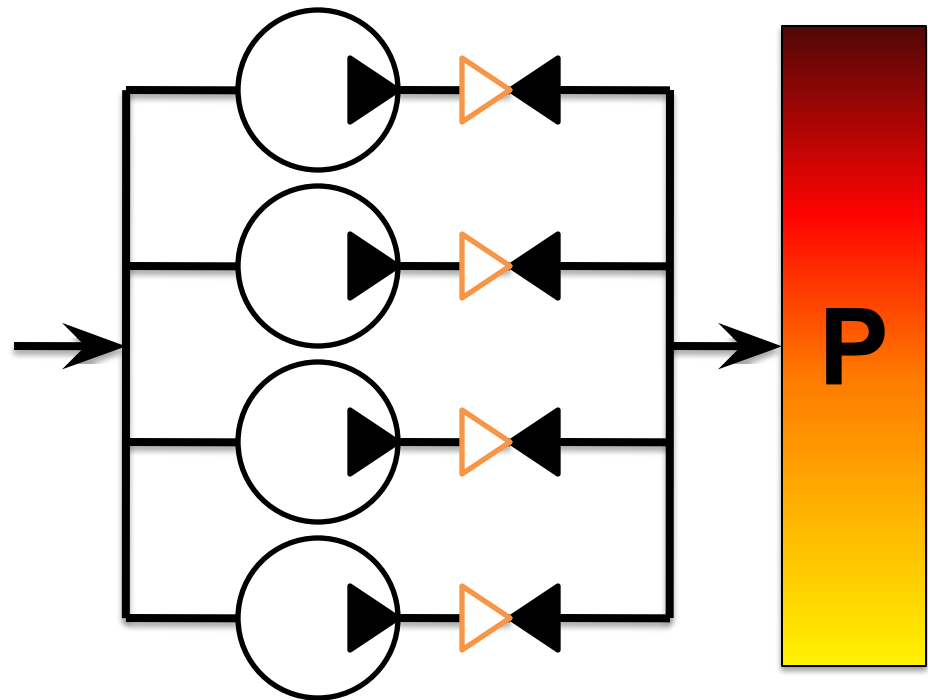
- Для ВВЭР каждый ГЦН обслуживает свою петлю. Большой диаметр ГЦН каждой петли делает ненужным установку резервного ГЦН.
- Для РБМК, наоборот, ГЦН каждой половины реактора работают с общим коллектором. Это вынуждает предусматривать резервные ГЦН

Пояснение

ВВЭР-1000

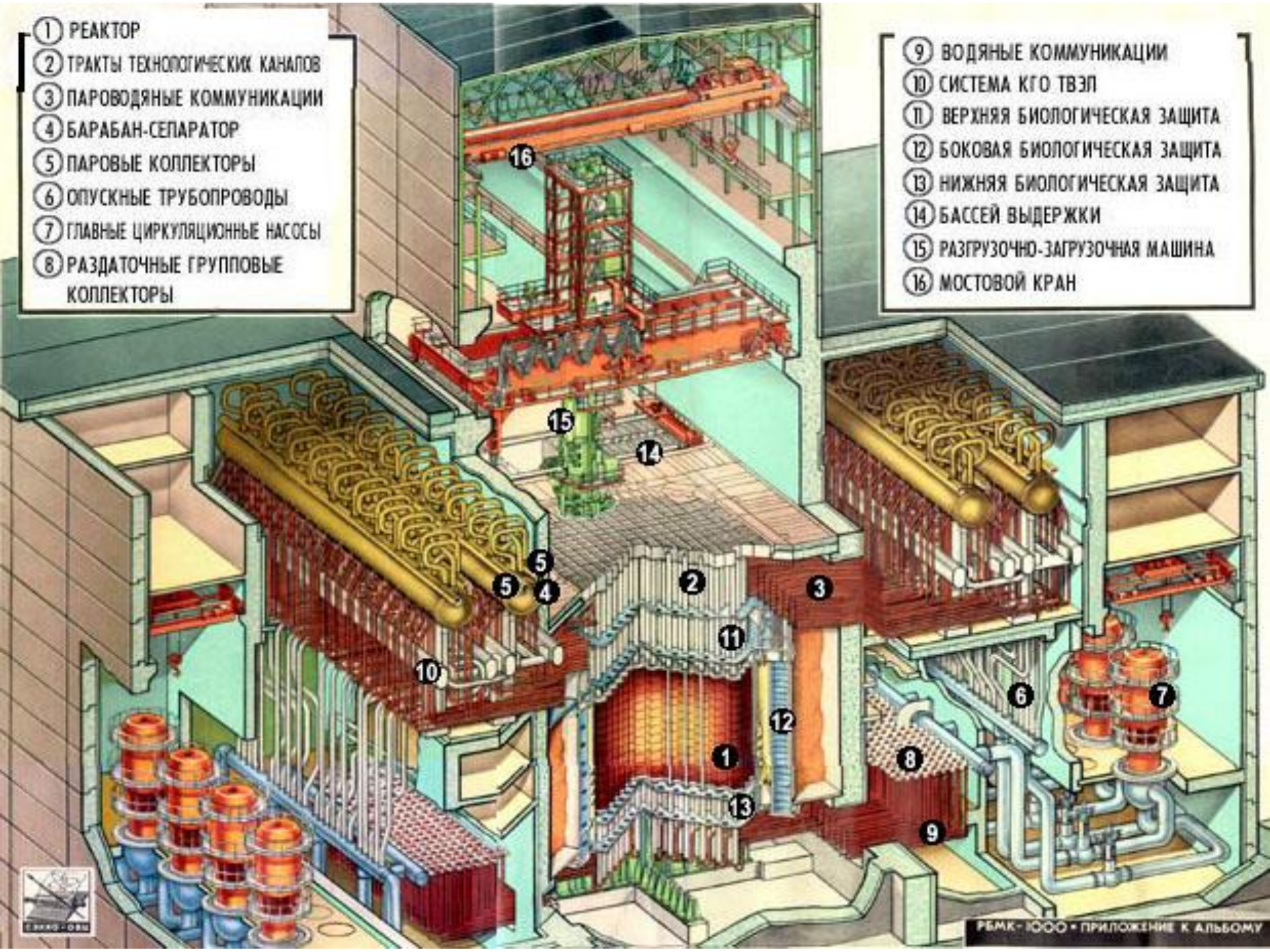


РБМК-1000



- ① РЕАКТОР
- ② ТРАКТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КАНАЛОВ
- ③ ПАРОВОДЯНЫЕ КОММУНИКАЦИИ
- ④ БАРАБАН-СЕПАРАТОР
- ⑤ ПАРОВЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ
- ⑥ ОПУСКНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ
- ⑦ ГЛАВНЫЕ ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ НАСОСЫ
- ⑧ РАЗДАТОЧНЫЕ ГРУППОВЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ

- ⑨ ВОДЯНЫЕ КОММУНИКАЦИИ
- ⑩ СИСТЕМА КГО ТВЭЛ
- ⑪ ВЕРХНЯЯ БИОЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА
- ⑫ БОКОВАЯ БИОЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА
- ⑬ НИЖНЯЯ БИОЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА
- ⑭ БАССЕЙН ВЫДЕРЖКИ
- ⑮ РАЗГРУЗОЧНО-ЗАГРУЗОЧНАЯ МАШИНА
- ⑯ МОСТОВОЙ КРАН



Особенности привода ПН на АЭС с реакторами РБМК-1000

- На каждый блок – по 2 питательных насоса мощностью по 5 МВт с электроприводом (АЭД с КЗР).
- Применение турбопривода затруднено в связи с радиоактивностью пара.

8. Особенности собственных нужд АЭС с реакторами БН

- Белоярская АЭС (ОЭС Урала).
- БН-600 (3 генератора по 200 МВт)
- БН-800 (1 генератор мощностью 880 МВт)



Ма
шза
л
Бел
АЭС

Особенности подключения ТСН и РТСН на АЭС с реактором БН-600

- К каждому генератору подключаются по 1 рабочему ТСН мощностью по 25 МВА.
- На 3 рабочих ТСН приходится 1 РТСН мощностью 32 МВА.

Особенности питания ГЦН на АЭС с реактором БН-600

Для реактора БН-600 используется:

- 3 ГЦН-1 мощностью по 5 МВт каждый с электроприводом (АЭД с ФР);
- 3 ГЦН-2 мощностью по 2,5 МВт каждый с электроприводом (АЭД с ФР).
- Все ГЦН – регулируемые. Необходимость регулирования – поддержание неизменного подогрева натрия при колебаниях мощности реактора.

Особенности питания ГЦН на АЭС с реактором БН-600

ГЦН-1 и ГЦН-2 являются регулируемыми и поэтому запитываются от тех секций, к которым подключены дизель-генераторы.

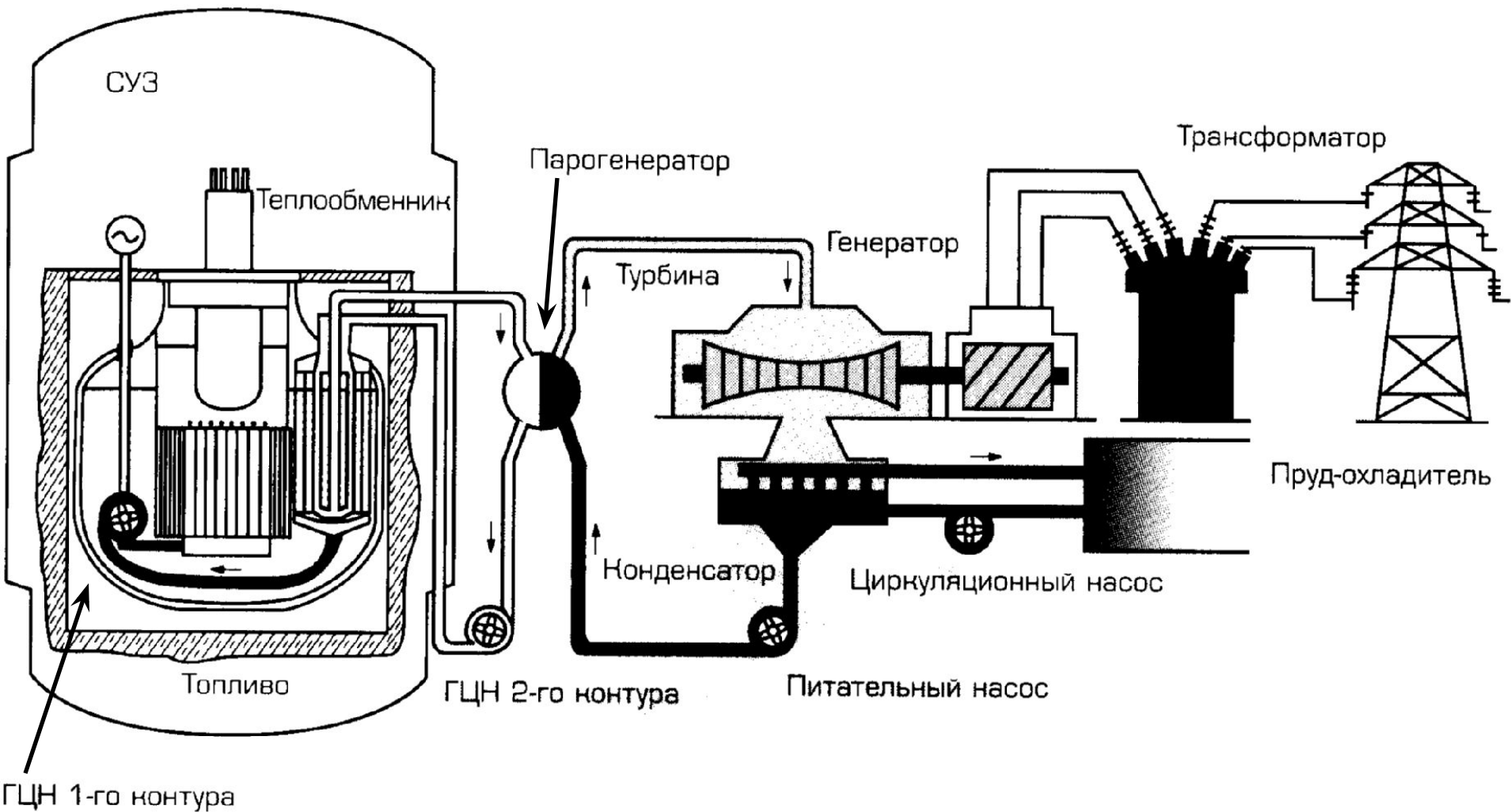
При этом возможен пуск дизель-генераторов с ГЦН на пониженной частоте вращения для расхолаживания реактора.

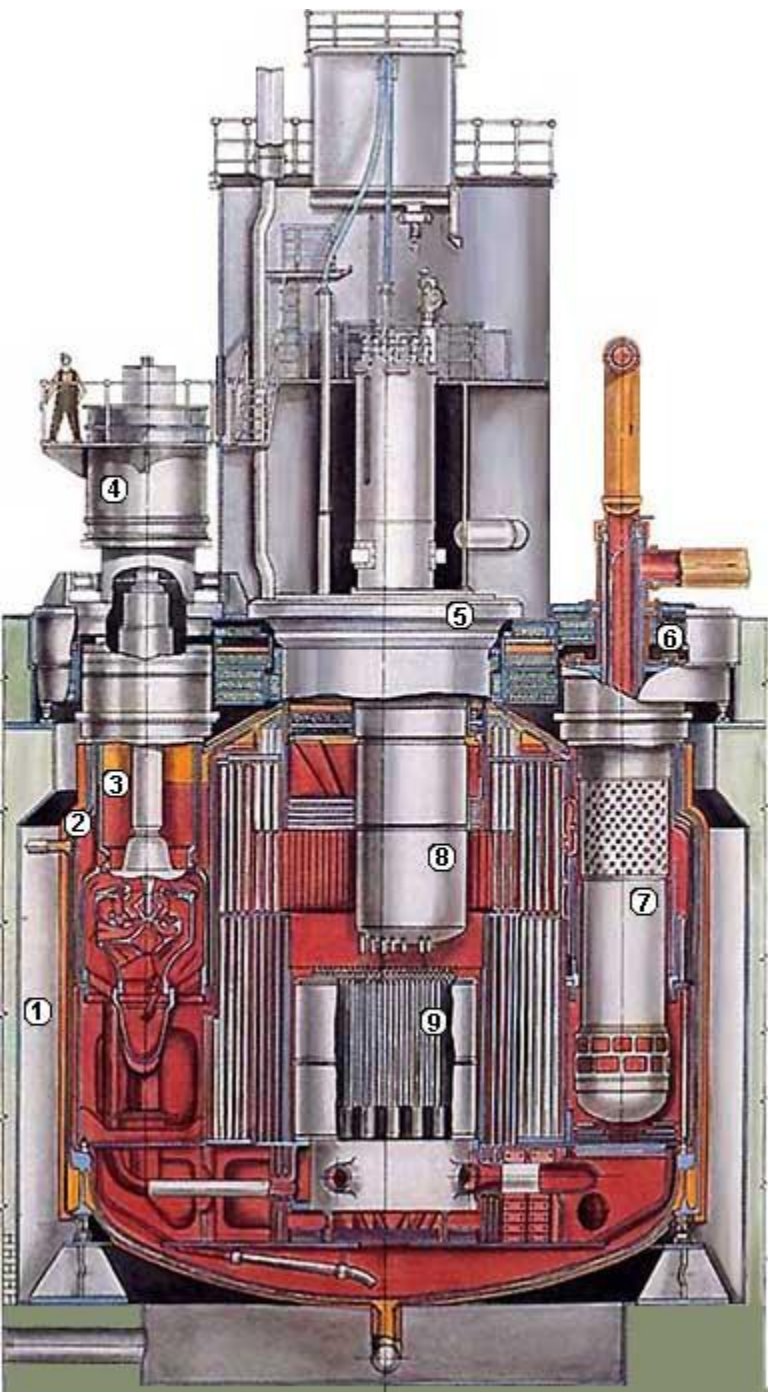
В отличие от других реакторов АЭС, где ГЦН относились к **третьей** группе (нормальной эксплуатации), в случае реактора БН-600 оба ГЦН являются потребителями **второй**

Особенности привода ПН на АЭС с реактором БН-600

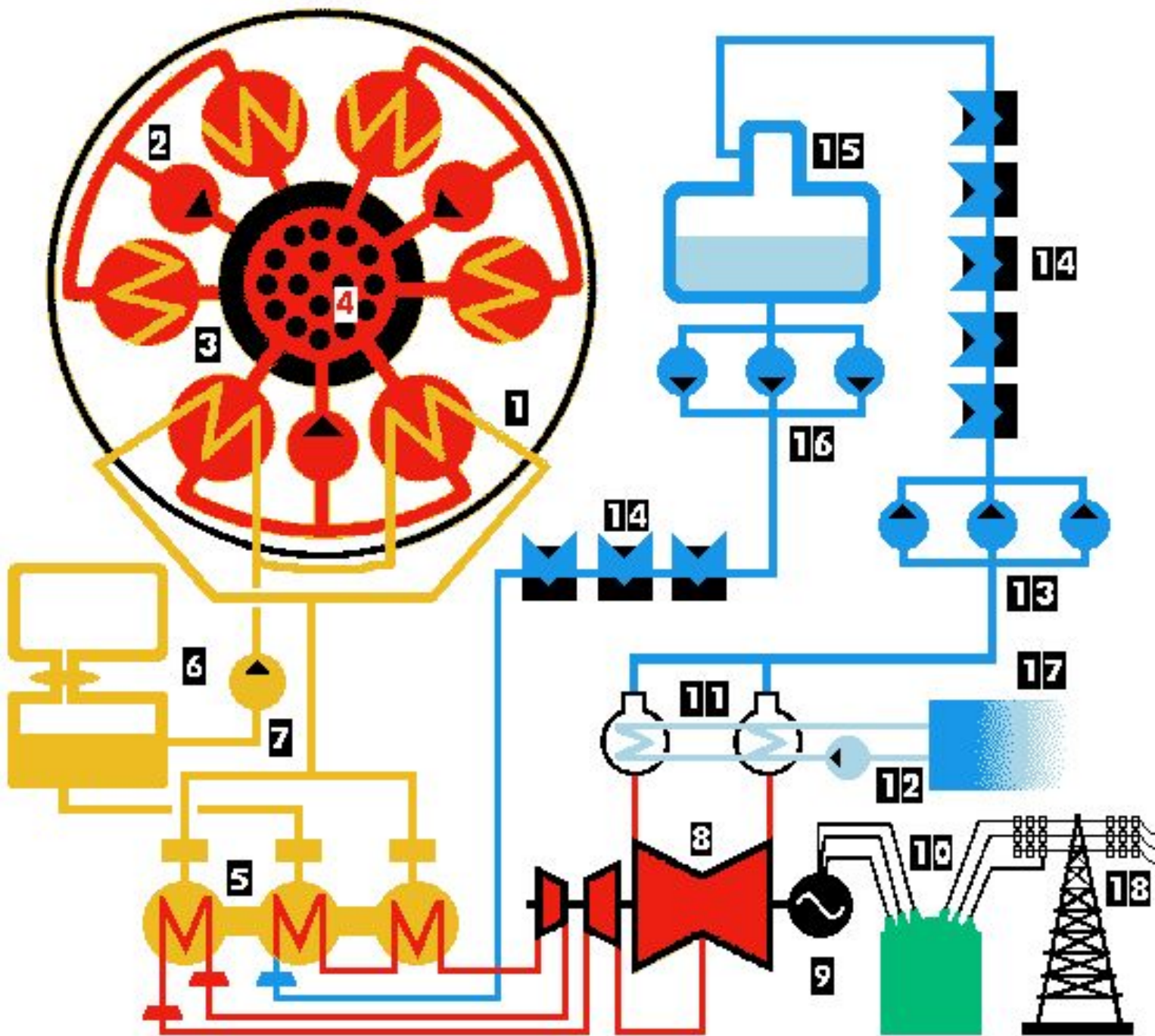
- На реактор:
 - 9 (6 рабочих и 3 резервных) питательных насосов с электроприводом по 3200 кВт;
 - 3 аварийных питательных насоса с электроприводом по 400 кВт, подключены к секциям надежного питания.

АЭС (реактор БН)



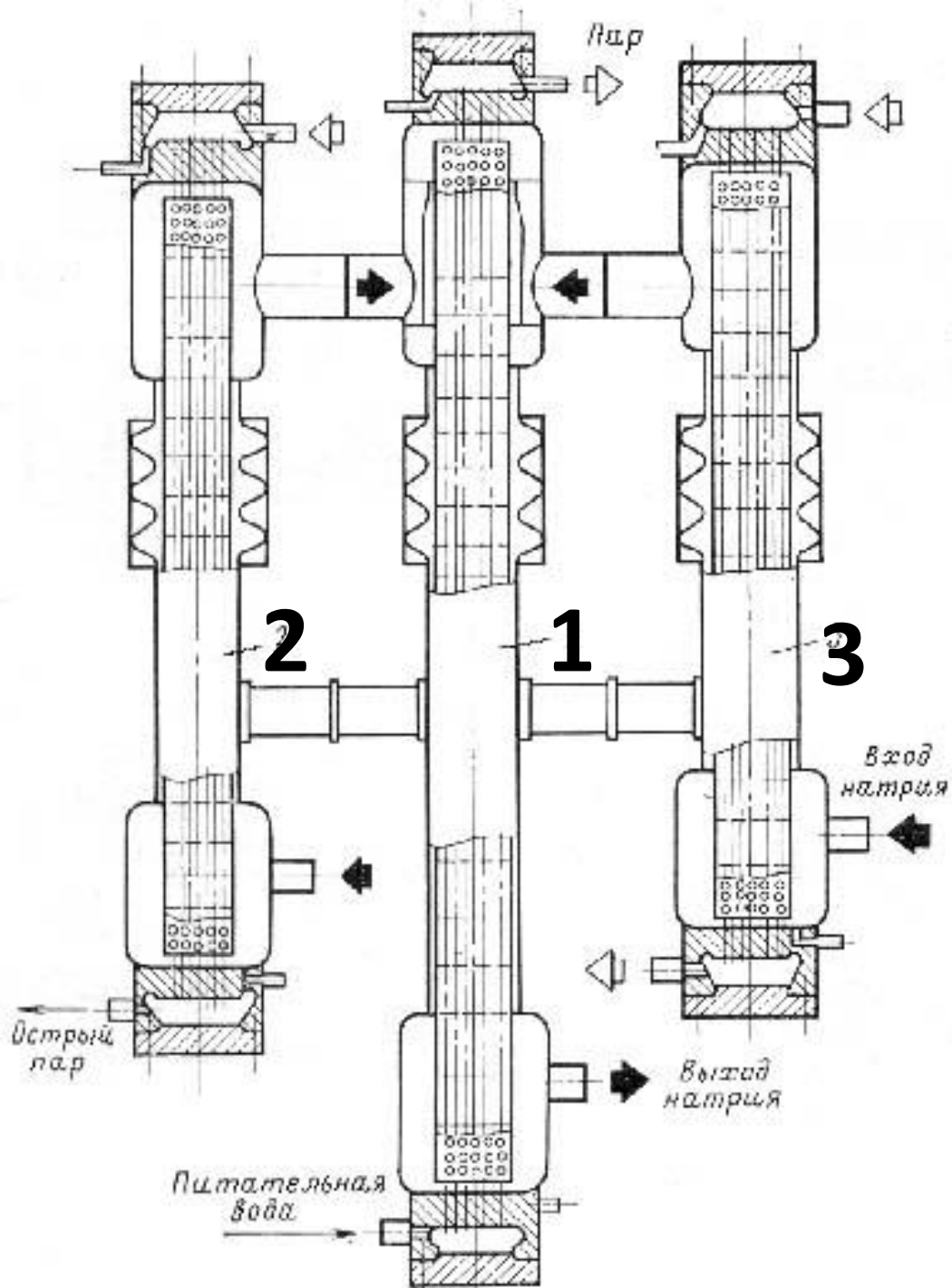


- 1 - Шахта;
- 2 - Корпус;
- 3 - ГЦН 1 контура (3 шт);
- 4 - Электродвигатель (3 шт);
- 5 - Большая поворотная пробка;
- 6 - Радиационная защита;
- 7 - Теплообменник Na/Na (6 шт);
- 8 - Центральная поворотная колонна с механизмами СУЗ;
- 9 - Активная зона.



Блок АЭС с реактором БН-600:

- 1- Реактор;
- 2 – ГЦН-1;
- 3-Теплообменник Na/Na;
- 5-Парогенератор;
- 6 - Буферная и сборная ёмкости;
- 7 – ГЦН-2;
- 11 - Конденсаторы;
- 12 - ЦН;
- 13 - КН;
- 16 - ПН

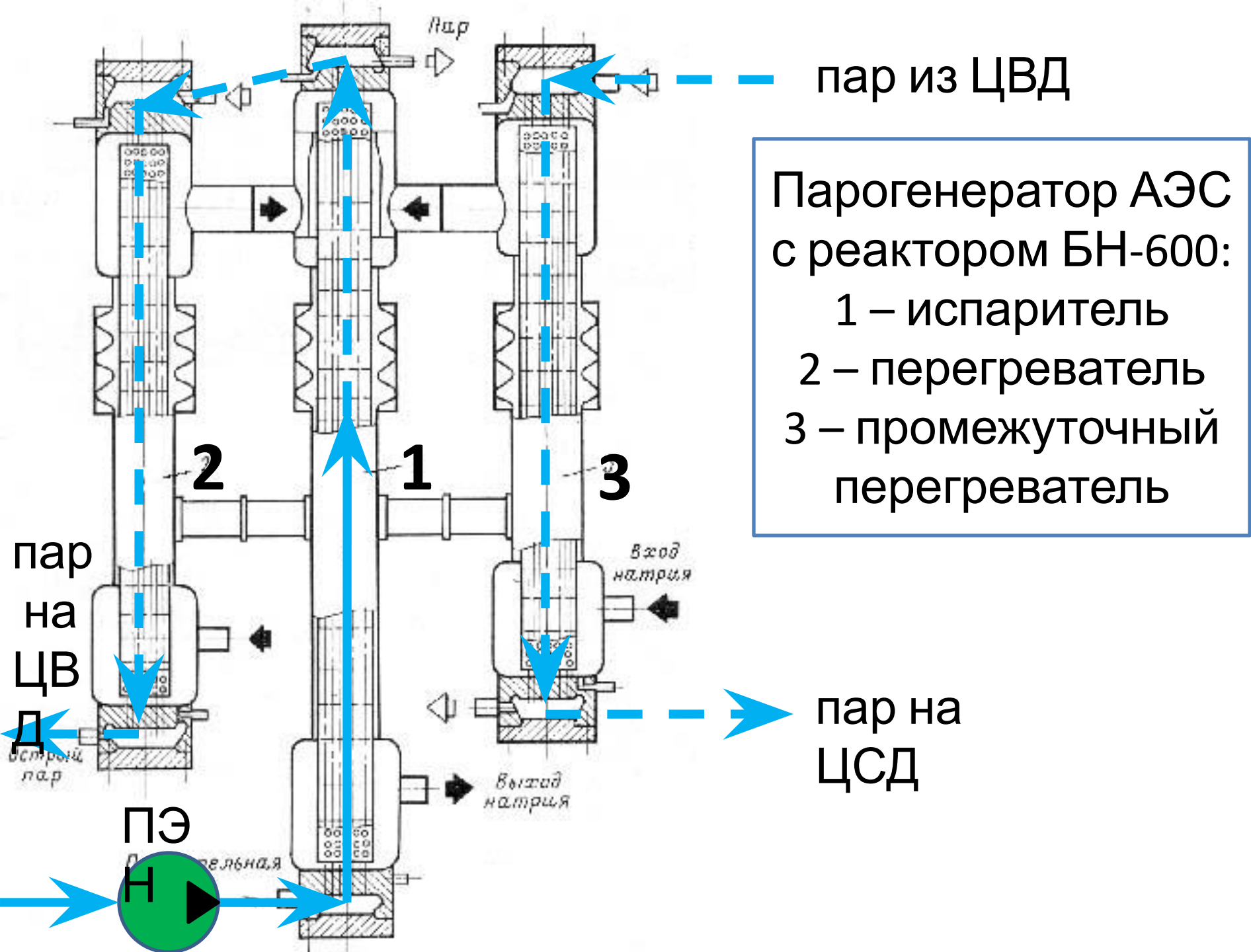


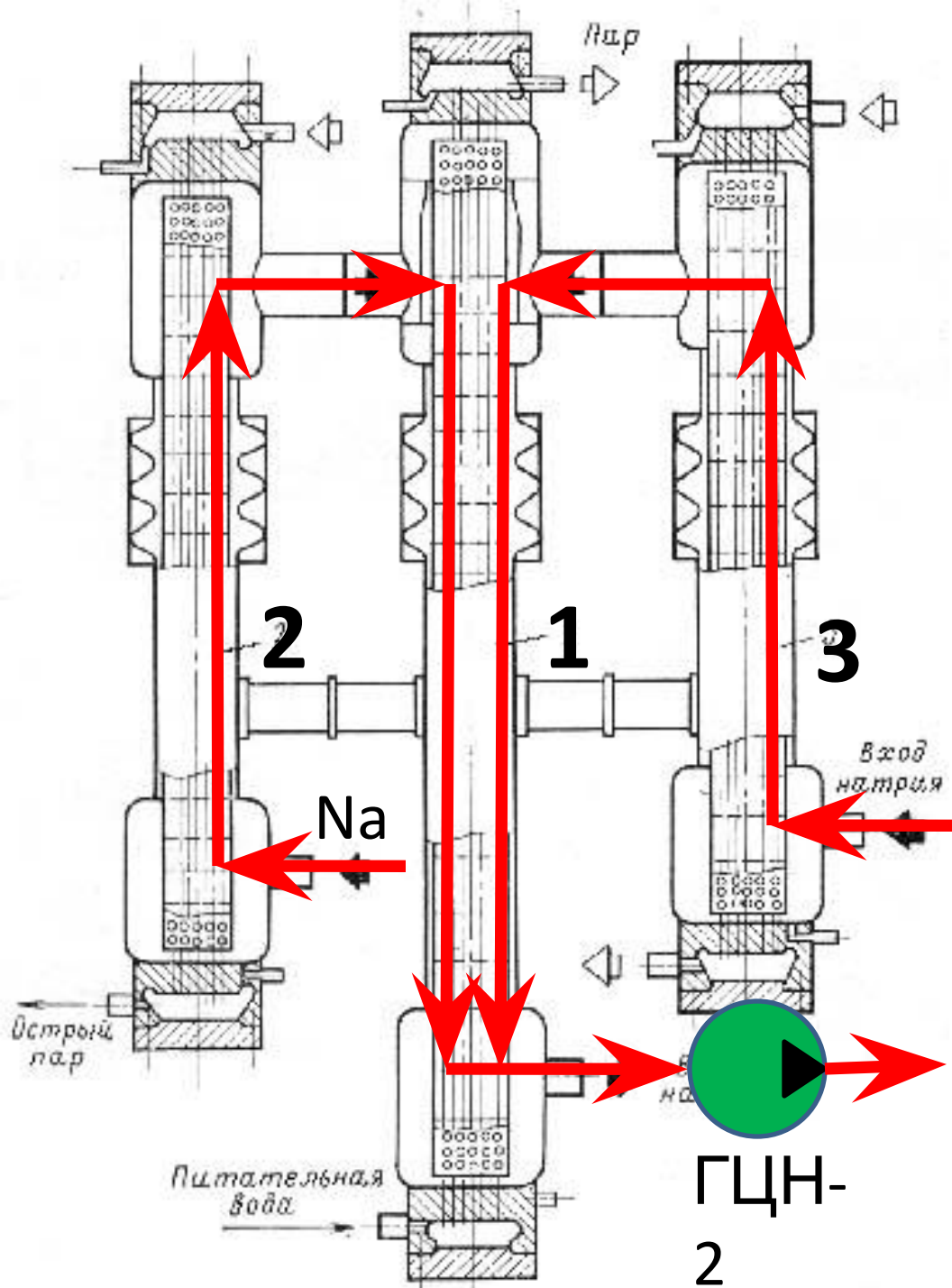
Парогенератор АЭС
с реактором БН-600:

1 – испаритель

2 – перегреватель

3 – промежуточный
перегреватель

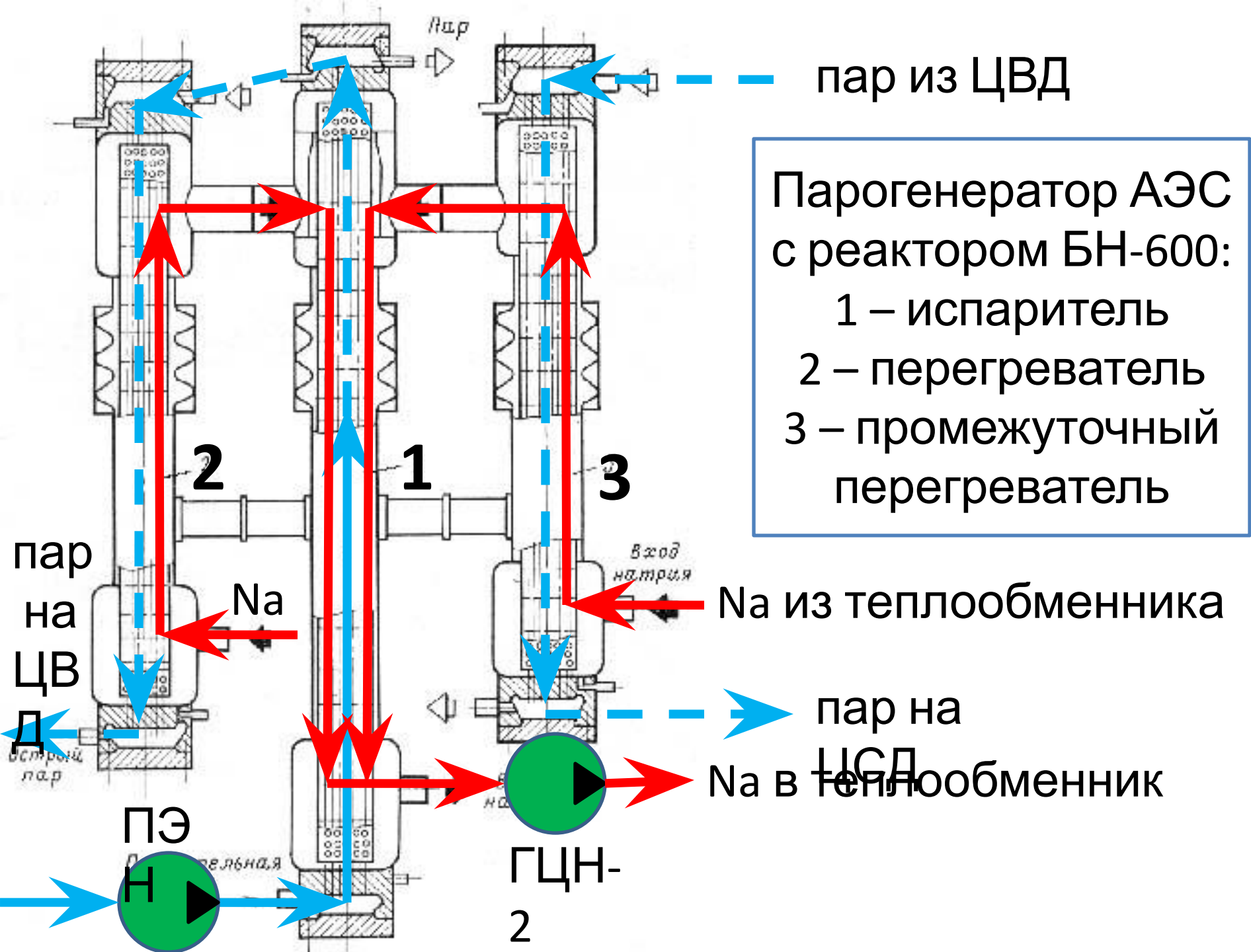




Парогенератор АЭС с реактором БН-600:
 1 – испаритель
 2 – перегреватель
 3 – промежуточный перегреватель

Na из теплообменника

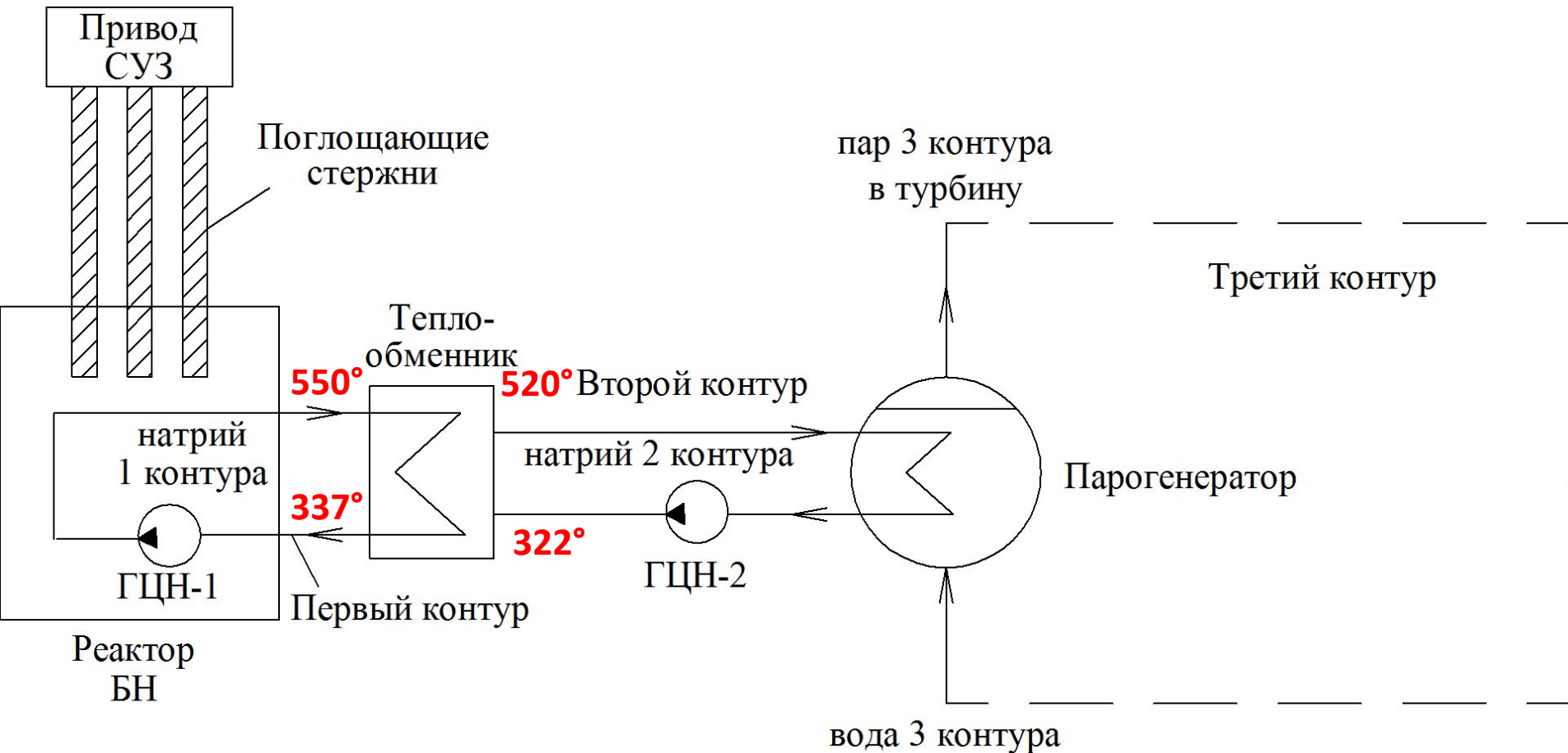
Na в теплообменник





ГЦН 2
контура

АЭС (реактор БН)



Особенности СН АЭС с реактором БН-600

- Имеется значительная доля мощности СН, расходуемая на электрообогрев натрия.
- На Белоярской АЭС на нагрев натрия уходит около 26 МВт, т.е. около 4% электроэнергии всех генераторов:

$$\text{Робогрев/Рблока} = 26/600 = 4\%$$

9. Особенности собственных нужд ГЭС и ГАЭС

- Ввиду простоты технологического процесса производства электроэнергии на ГЭС, расход на собственные нужды значительно меньше, чем на ТЭС и АЭС, и составляет 0,5-3% от установленной мощности. Меньшие значения относятся к агрегатам большей мощности ГЭС.
- Для ГЭС характерна большая доля общестанционной нагрузки по сравнению с агрегатной.
- Доля агрегатных СН составляет не более 30% от суммарного потребления на собственные нужды.

Агрегатные СН

Потребители агрегатных СН располагаются в непосредственной близости от агрегата и питаются на напряжении 0,4 кВ и реже 6,3 кВ.

Потребителями агрегатных СН являются:

- насосы технического водоснабжения агрегатов – смазка турбинных подшипников, маслоохладители подпятника и подшипников гидрогенератора, воздухоохладители гидрогенератора;
- маслонасосы и компрессоры зарядки маслонапорной установки (МНУ) и системы регулирования гидротурбины;
- насосы откачки воды с крышки турбины из-за протечек в проточной части гидроагрегата;
- вентиляторы и насосы системы охлаждения трансформаторов;
- вспомогательные устройства системы возбуждения

Общестанционные СН

Потребители общестанционных СН относятся ко всем станции в целом и питаются на напряжении 0,4 кВ.

К потребителям общестанционных собственных нужд относятся:

- насосы системы пожаротушения;
- противодымная вентиляция;
- механизмы закрытия дроссельных затворов напорных трубопроводов и щитов на выходе отсасывающих водоводов;
- механизм затворов холостых водосборов;
- насосы откачки воды из тоннелей плотины;
- насосы хозяйственного водоснабжения;
- электроотопление;
- потребители ОРУ;
- электроосвещение;
- потребители ремонтных мастерских.

Электрическая схема СН ГЭС (ГАЭС)

Электрическая схема собственных нужд ГЭС (ГАЭС) может выполняться либо с одним напряжением 0,4 кВ, либо с двумя напряжениями – 6(10) и 0,4 кВ.

Несмотря на отсутствие в системе СН мощных электродвигателей 6 кВ, наличие напряжения 6 кВ определяется:

- общей мощностью потребителей,
- значительной удаленностью общестанционных потребителей от источников питания.

Для питания СН ГЭС (ГАЭС) необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания.

Электрическая схема СН ГЭС (ГАЭС)

2 принципа питания агрегатных и
общестанционных рабочих ТСН:

- раздельное питание (например, СШГЭС)
- объединенное питание (например, ЛГАЭС)

Схема СН СШГЭС (раздельное питание ТСН)

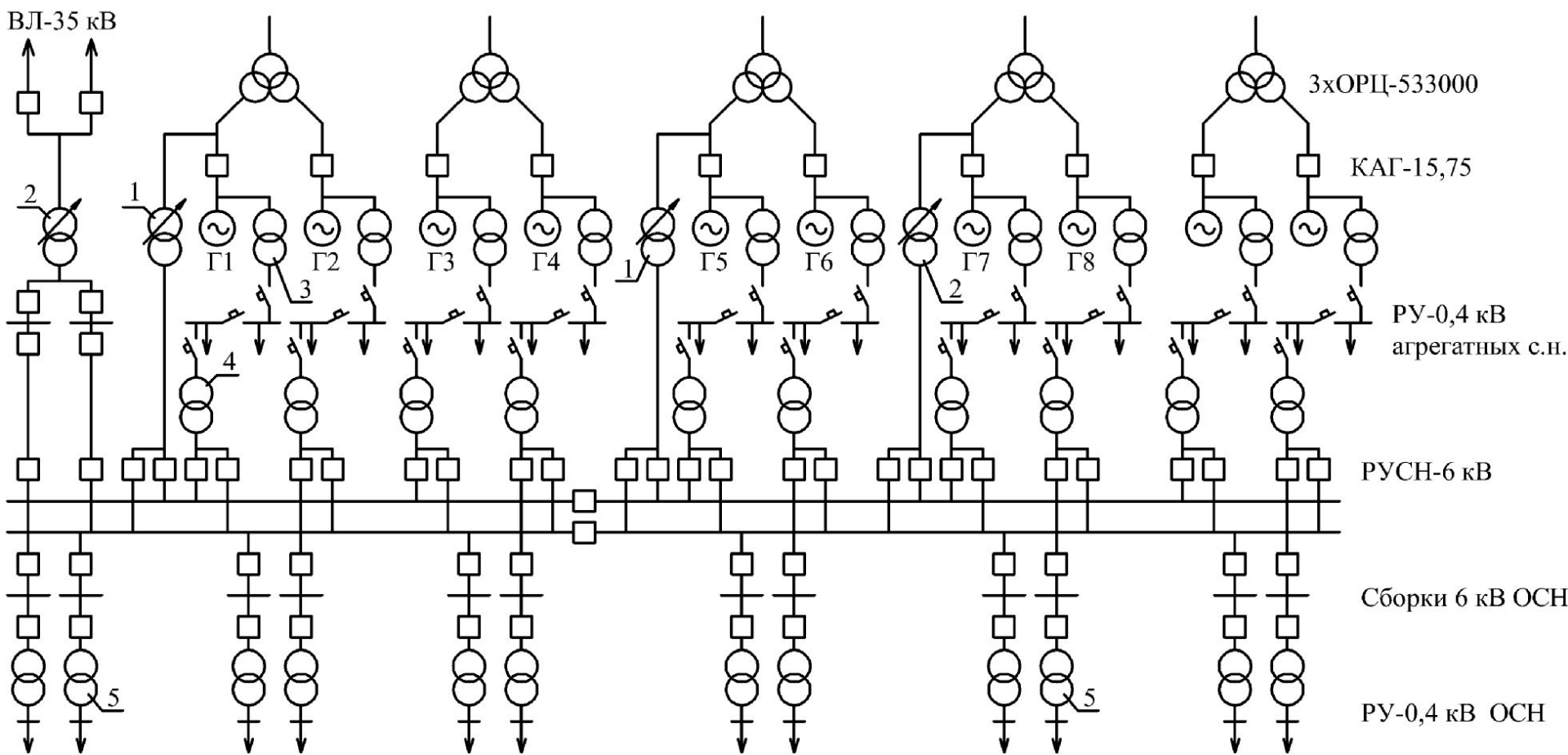
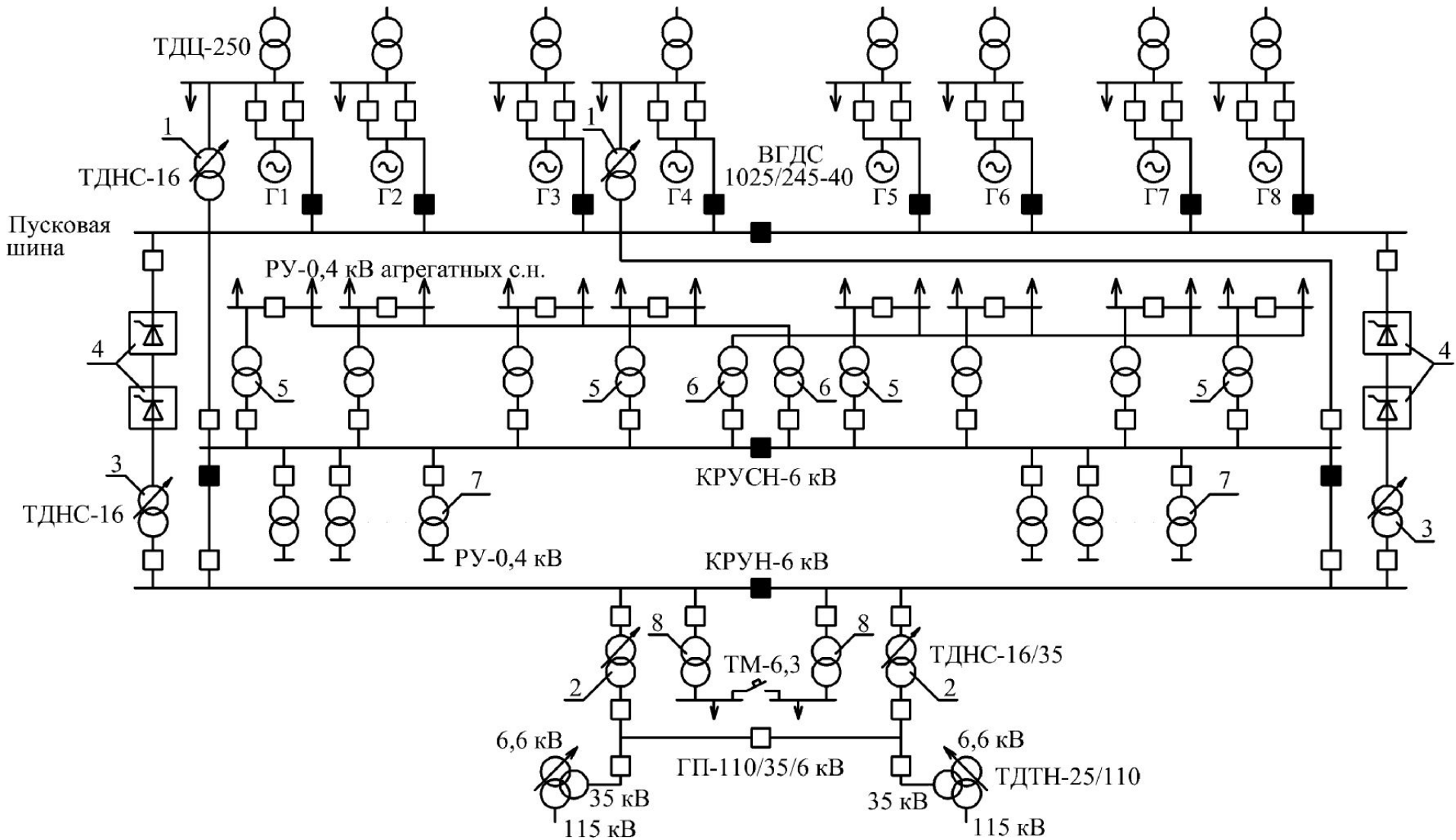
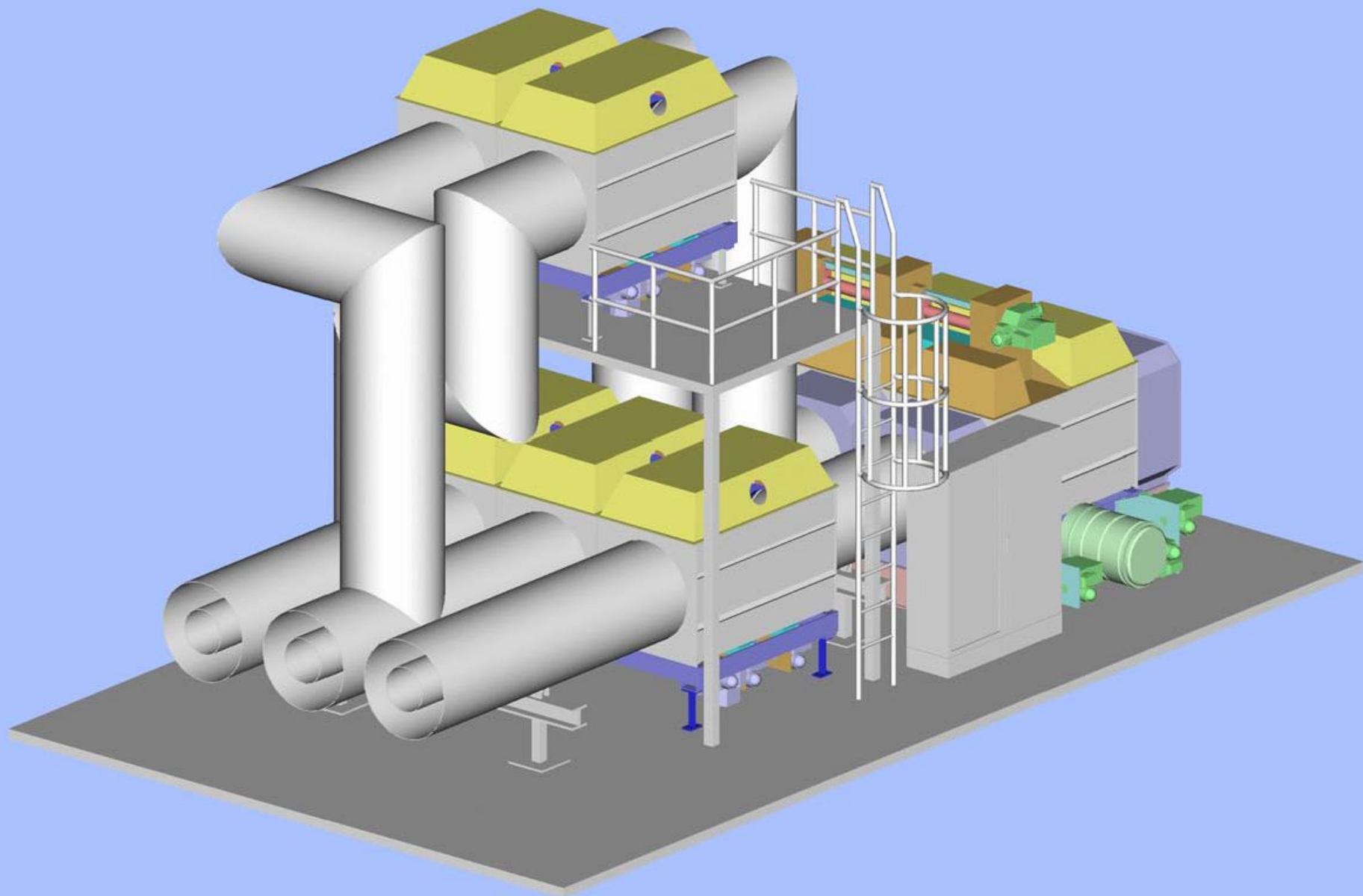


Схема СН ЛГАЭС (объединенное питание ТСН)

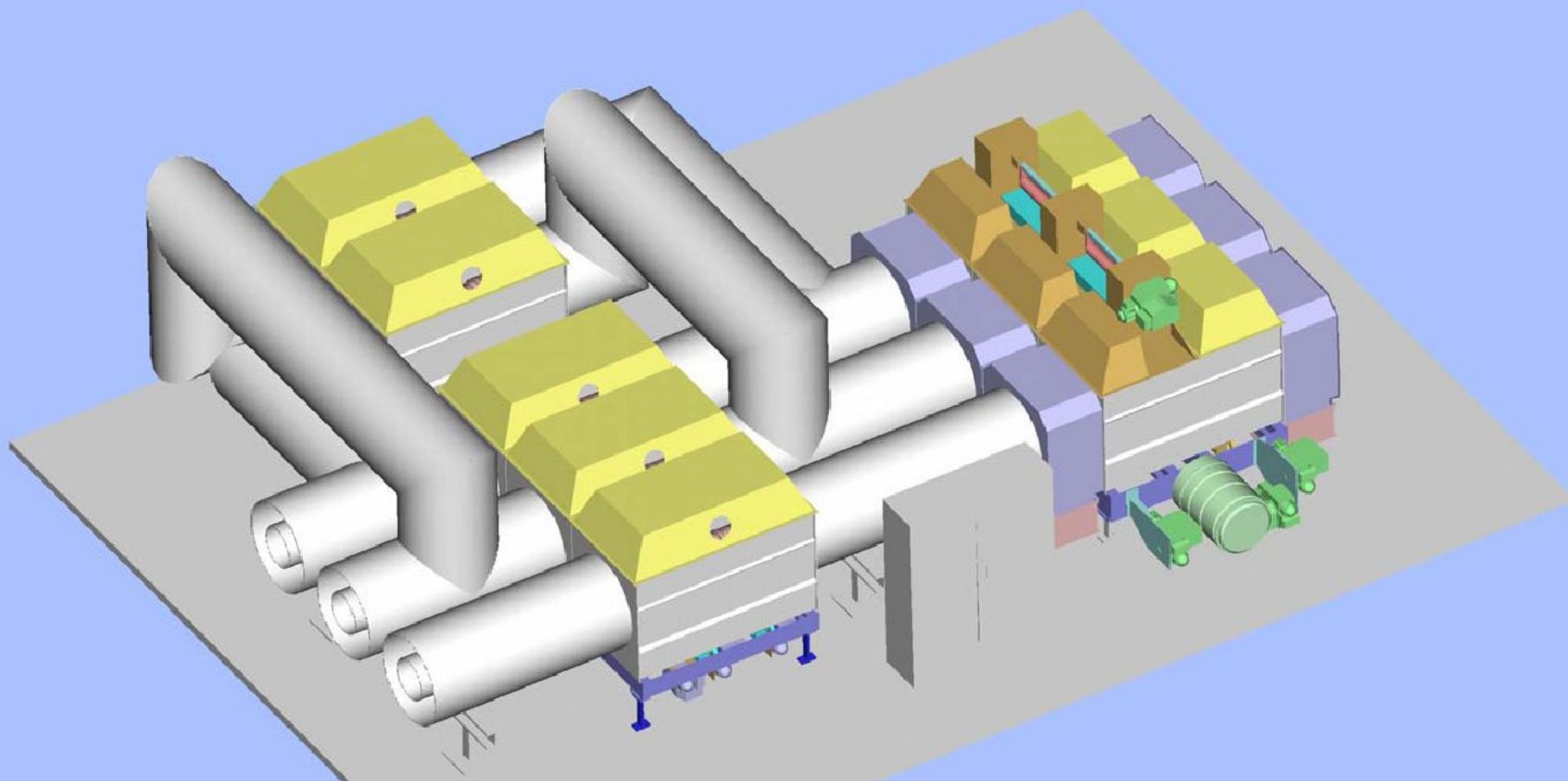


Генераторные выключатели для ГАЭС НЕСРС 3/5 фирмы «ABB»

а) вертикальная компоновка



б) горизонтальная компоновка



Источники гарантированного питания на ГЭС

- На ГЭС предусматривается установка **аккумуляторных батарей** в качестве источника оперативного постоянного тока для питания устройств управления, связи, сигнализации, РЗА и аварийного освещения.
- Для обеспечения автономного электроснабжения на ГЭС допускается установка **дизель-генераторов**.