

**О ВОЗМОЖНОСТЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ  
 УСТАНОВОК И МГД-ГЕНЕРАТОРОВ НА АЭС  
 С ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫМИ ГАЗООХЛАЖДАЕМЫМИ  
 РЕАКТОРАМИ \***

*М. Д. Миллионщиков, А. М. Люлька, А. В. Недоспасов,  
 А. Е. Шейндлин*

**ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время идет всесторонняя подготовка к эффективному использованию ядерного топлива в энергетике ряда промышленно-развитых стран. В материалах, опубликованных за последние годы, отмечается, что атомные электростанции (АЭС) доказали не только свою работоспособность, надежность и безопасность в эксплуатации, но и конкурентоспособность по сравнению с электростанциями на органическом топливе.

В последние годы в ряде стран были созданы опытные образцы высокотемпературных реакторов с газовым (гелиевым) охлаждением (ВГР).

ВГР могут обладать существенными преимуществами по сравнению с реакторами других типов по глубине выгорания горючего, удельной мощности, коэффициенту воспроизводства топлива, возможности использования различных топливных циклов и возможности получения высокой температуры газового теплоносителя. Последнее позволяет обеспечить высокий термодинамический к.п.д. энергетической установки в целом и уменьшить уровень тепловых загрязнений.

Сочетание ВГР с паровой турбиной требует двухконтурной схемы с громоздкими парогенератором и конденсатором, причем предельная единичная мощность паротурбинной установки ограничена величиной порядка 1000—1200 Мвт.

Поиски путей снижения себестоимости электроэнергии и более полного использования возможностей ВГР приводят к необходимости рассмотрения других энергетических установок в сочетании с высокотемпературными ядерными реакторами с газовым охлаждением.

К таким энергетическим установкам относятся газовые турбины и магнитогазодинамические генераторы электроэнергии.

В настоящем докладе возможности АЭС с газотурбинными установками (ГТУ) и МГД-генераторами (МГДГ) рассмотрены на примерах предварительных проектов энергетических блоков на электрическую мощность 1200 Мвт. Электростанции такого типа, по-видимому, не могут быть реализованы в ближайшие годы и поэтому выбор конструкций их основных узлов в известной мере является условным. Однако такой выбор позволил оценить не только технические параметры станций, но и их основные экономические показатели.

Доклад составлен на основе материалов, подготовленных и обсужденных группой специалистов в составе: Е. П. Велихов, Н. Н. Пономарев-Степ-

---

\* Сокращенный вариант доклада, представленного на заседании группы связи по МГД-генераторам при МАГАТЭ (Париж, январь, 1970 г.).

ной, В. Н. Гребенник, Б. Я. Шумяцкий, Л. М. Биберман, В. С. Воробьев, В. И. Ковбасюк, С. А. Медин, А. А. Канаев, В. Г. Тырышкин, Е. М. Дубровский, Р. Г. Богоявленский, В. В. Уваров, В. С. Бекнев, Э. А. Манушин, А. П. Чернобровкин, Р. А. Янсон, Е. М. Шелков, Л. П. Столяр.

## 1. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ВГР И ЗАМКНУТОЙ ГТУ

### 1. Тепловая схема и основные элементы станции

На основании детального анализа для проектной проработки оборудования АЭС рассматриваемого типа была принята тепловая схема с одно-контурной замкнутой ГТУ.

Значительное внимание на начальной стадии проектных разработок было уделено выбору рабочего тела в цикле. В результате исследований,

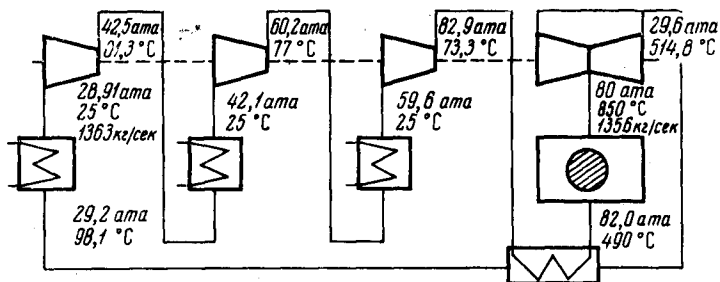


Рис. 1

проводившихся с учетом разных аспектов (термодинамического, теплофизического, конструктивного и технико-экономического), в качестве исходного рабочего тела был принят гелий.

Градации уровней начальных температур перед ГТУ (850, 950 и 1200° С) выбиралась исходя из характеристик жаропрочных и конструктивных материалов, рекомендуемых к применению для изготовления основных деталей с учетом перспективных возможностей, достигаемых введением искусственного охлаждения этих деталей.

Таблица 1

Наименование	Турбина 1200 Мет, 850° С	Турбина 2 × 600 Мет, 950° С	Турбина 1200 Мет, 1200° С
Давление теплоносителя (среднее), ата	81	81	80,7
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	874	950	1250
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	508	558	675
Расход теплоносителя, кг/сек	1353	1160,5	731,5
Степень расширения в турбине	2,7	2,7	3,3
Сопротивление активной зоны по газу, ат	1,3	1,0	0,5
Сопротивление реактора с учетом трубопровода, ат	2,1	1,8	0,8
К.п.д. станции (нетто), %	46,2	50,5	54,5

Тепловая схема атомной энергетической установки с ВГР и ГТУ на 850° С показана на рис. 1. Выбранные параметры теплоносителя и основные показатели термодинамического цикла приведены в табл. 1.

Введение двукратного промежуточного охлаждения позволяет увеличить полезный тепловой перепад в цикле и понизить расход рабочего тела.

Отметим, что при этом несколько повышается к.п.д. установки (на 4 абс. %).

Расчетная температура охлаждающей воды (на входе) принята равной 20° С.

Такие параметры рабочего тела в схеме, как температура перед компрессорами и перед реактором, степень расширения газа в турбине, величина суммарных гидравлических сопротивлений в охладителях и т. п. были выбраны на основании комплексных, оптимизированных расчетов.

Перейдем к изложению некоторых результатов, полученных при проектных проработках отдельных элементов АЭС с ГТУ.

**Реактор.** Проработки реактора были выполнены на основе изучения опыта эксплуатации прототипов высокотемпературных реакторов, а также проектных материалов реакторов большой мощности. В результате для ГТУ электрической мощностью 1200—1600 Мвт был выбран канальный реактор с крупным шагом графитовых ячеек и шаровыми графитовыми ТВЭЛ'ами, в последних диспергированы микрочастицы карбидного топлива, защищенные оболочками.

Рассматривались следующие варианты корпуса реактора:

I. Металлический корпус на избыточное давление 80 *ати*.

II. Металлический корпус на избыточное давление 45 *ати*, размещаемый в сферическом корпусе из предварительно напряженного железобетона на давление 35 *ати*.

III. Корпус из предварительно напряженного железобетона на избыточное давление 80 *ати*.

Во всех рассмотренных вариантах принята однотипная конструкция активной зоны, которая собирается из вертикальных фигурных графитовых колонн. Между колоннами устанавливаются графитовые пластины, которые вместе с колоннами образуют топливные каналы восьмиугольного сечения. В фигурных колоннах располагаются каналы для стержней системы управления и защиты. Движение теплоносителя в топливных каналах (сверху — вниз) совпадает с движением ТВЭЛ'ов.

Под активной зоной располагаются механизмы выгрузки, которые приводятся в движение разгрузочной машиной с помощью специальной магнитной головки через металлическую стенку трубы, т. е. без разгерметизации реактора. Загрузка активной зоны осуществляется машинами, направляющими свежие ТВЭЛ'ы в перегружаемый топливный канал по мере его опорожнения.

Вариант I предусматривает размещение аппаратов внутри железобетонной биологической защиты, выдерживающей избыточное давление теплоносителя в помещении (порядка 4 *ати*) при аварийной разгерметизации установки.

В варианте II (рис. 2) часть реакторного блока, выполненная в металлическом корпусе, аналогична варианту I и отличается только меньшей толщиной корпуса. Корпус из предварительно напряженного бетона служит биологической защитой всего первого контура. Бетонный корпус внутри облицован газоплотной металлической рубашкой, охлаждаемой водой.

Третий вариант реактора имеет сферический корпус из предварительно напряженного железобетона, который одновременно служит в качестве биологической защиты.

Ввиду низкой температуры газа, заполняющего бетонную сферу, не требуется ее изоляции с внутренней стороны жаростойким материалом. Как и в варианте II должно быть предусмотрено охлаждение внутренней металлической облицовки бетонного корпуса в целях снижения в нем температурных напряжений.

**Газотурбинные установки.** ГТУ была запроектирована в пяти конструктивных вариантах.

Вариант I — одновальная ГТУ с двухпоточной однокорпусной газовой

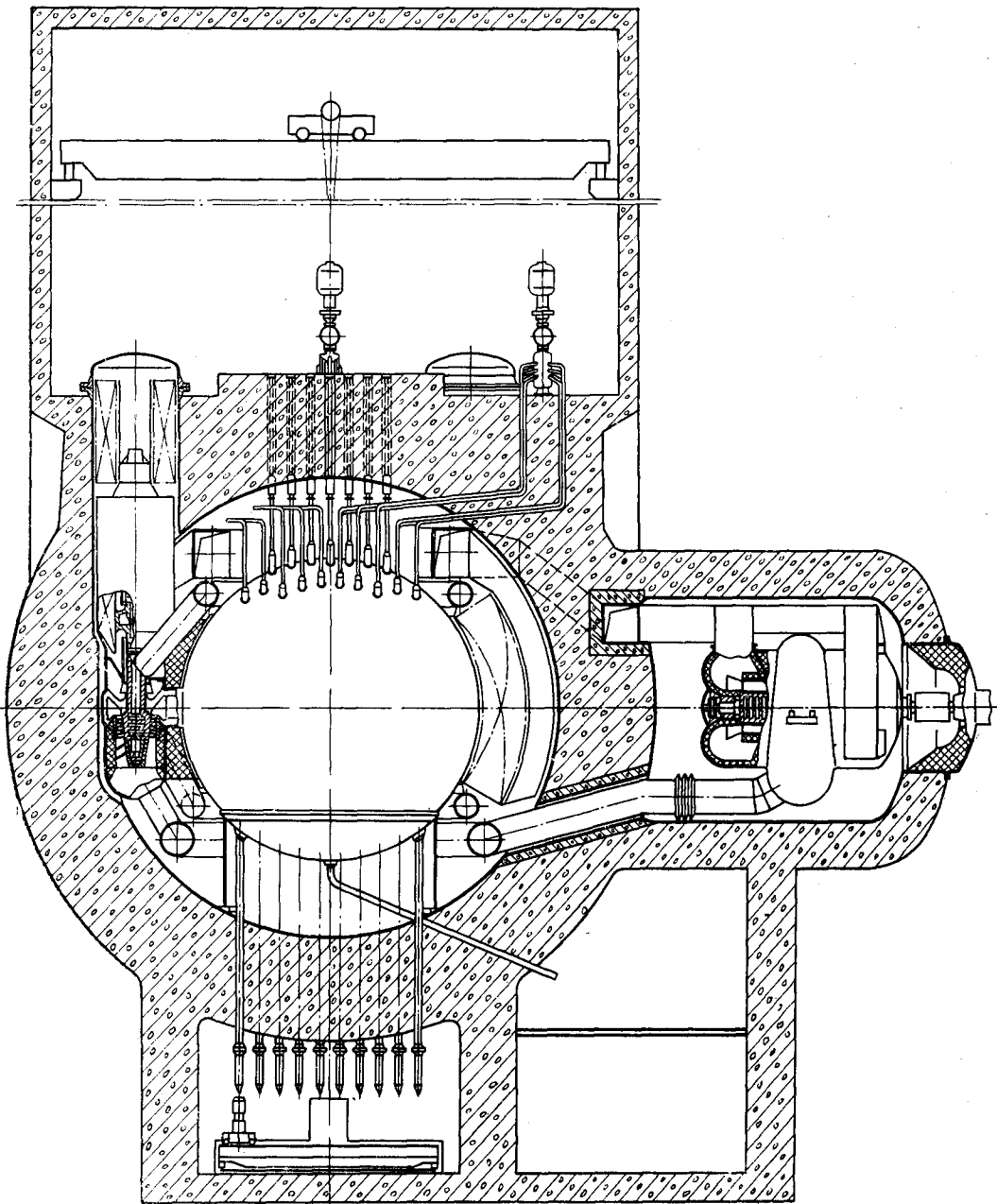


Рис. 2

турбиной и тремя последовательно расположенными осевыми компрессорами. Газовая турбина выполнена с дисковым ротором.

Охлаждение дисков и корневых частей рабочих лопаток осуществляется путем продувки газа через зазоры в хвостовых соединениях, что позволяет иметь температуру дисков не более  $500^{\circ}\text{C}$ .

Вариант II — двухвальная ГТУ с двухпоточной силовой турбиной и однопоточной компрессорной турбиной.

Поскольку число оборотов турбокомпрессорного вала по сравнению с вариантом I снижено до 2400 об/мин (при 3000 об/мин для силового вала) компрессоры низкого и среднего давления, а также компрессор высокого давления и турбину высокого давления оказалось возможным выполнить совмещенными и тем самым сократить длину агрегата.

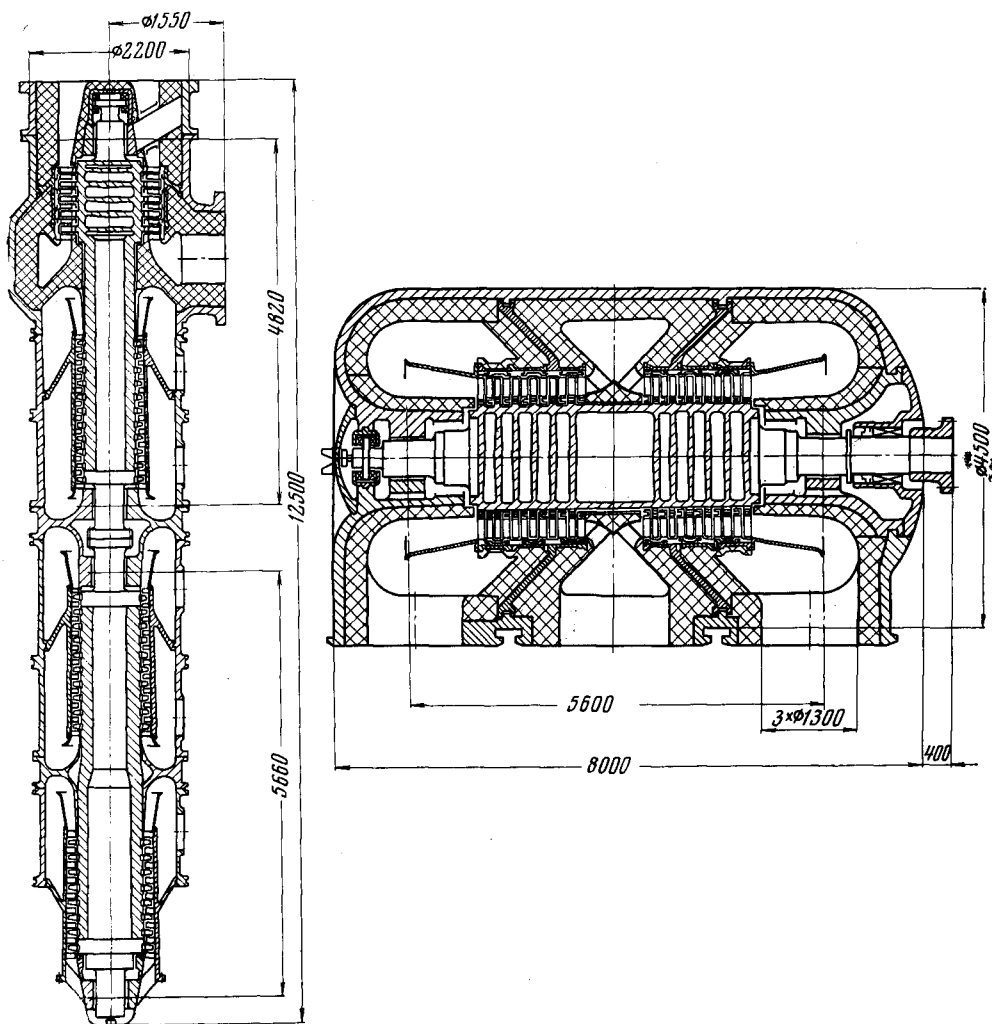


Рис. 3

Вариант III — блок турбины ВД с компрессорной группой запроектирован из четырех параллельно включенных агрегатов на 5000 об/мин. Вследствие этого размеры и вес каждого из блоков оказались существенно меньшими по сравнению с вариантом II. Это позволило расположить оси их валов вертикально и применить газостатические подшипники (на гелии). Силовая турбина низкого давления в этом варианте запроектирована также двухпоточной на 3000 об/мин и имеет подшипники на газовой смазке. Рассматриваемый вариант проектировался применительно к варианту II реактора.

Вариант IV отличается от варианта III тем, что турбина низкого давления выполнена в нем однопоточной. Единичная мощность силового агрегата ограничена величиной 600—800 Мет, в зависимости от уровня начальной температуры гелия (850—950° С), допускаемых запасов прочности лопаток и дисков для выбранных марок материалов и т. п.

Проектирование лопаточных аппаратов турбин и компрессоров ГТУ, работающих на гелии, производилось на основании имеющихся данных по работе тиловых отработанных ступеней на воздухе с относительно умеренными перепадами тепла.

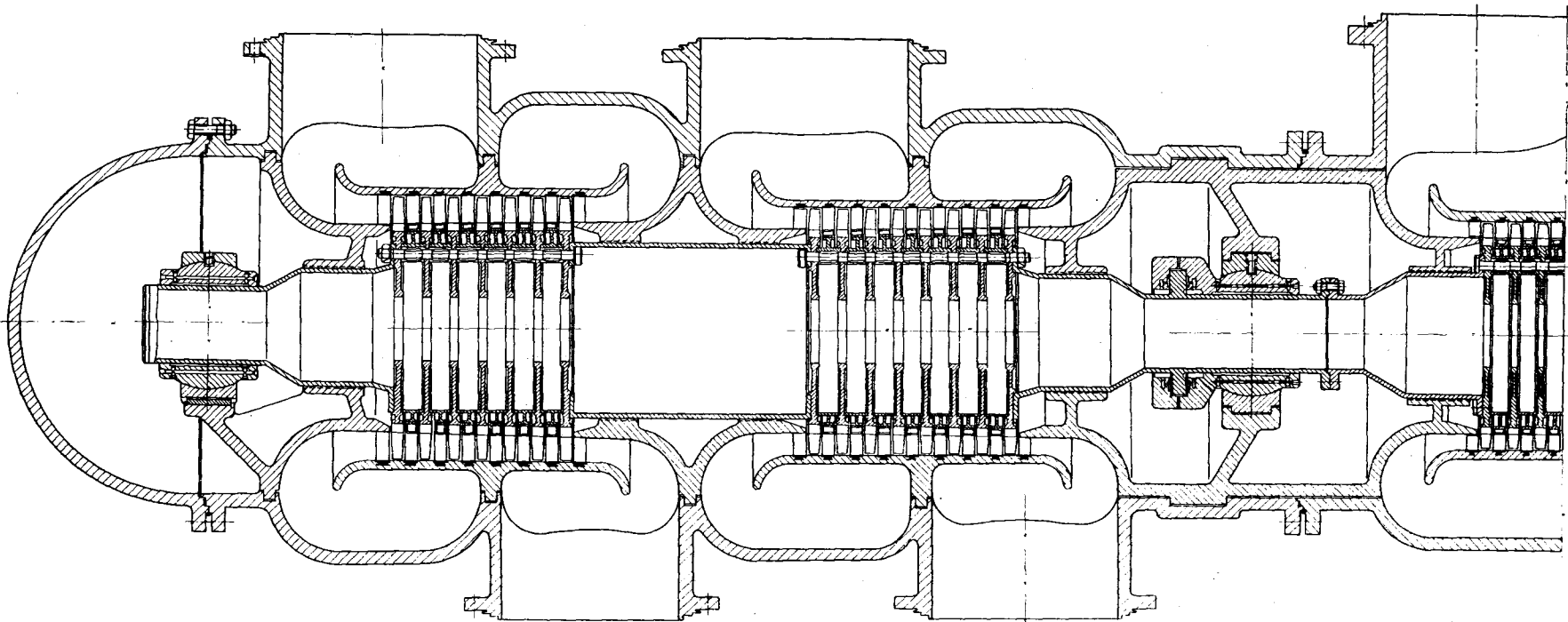


Рис. 4 (Левая часть)

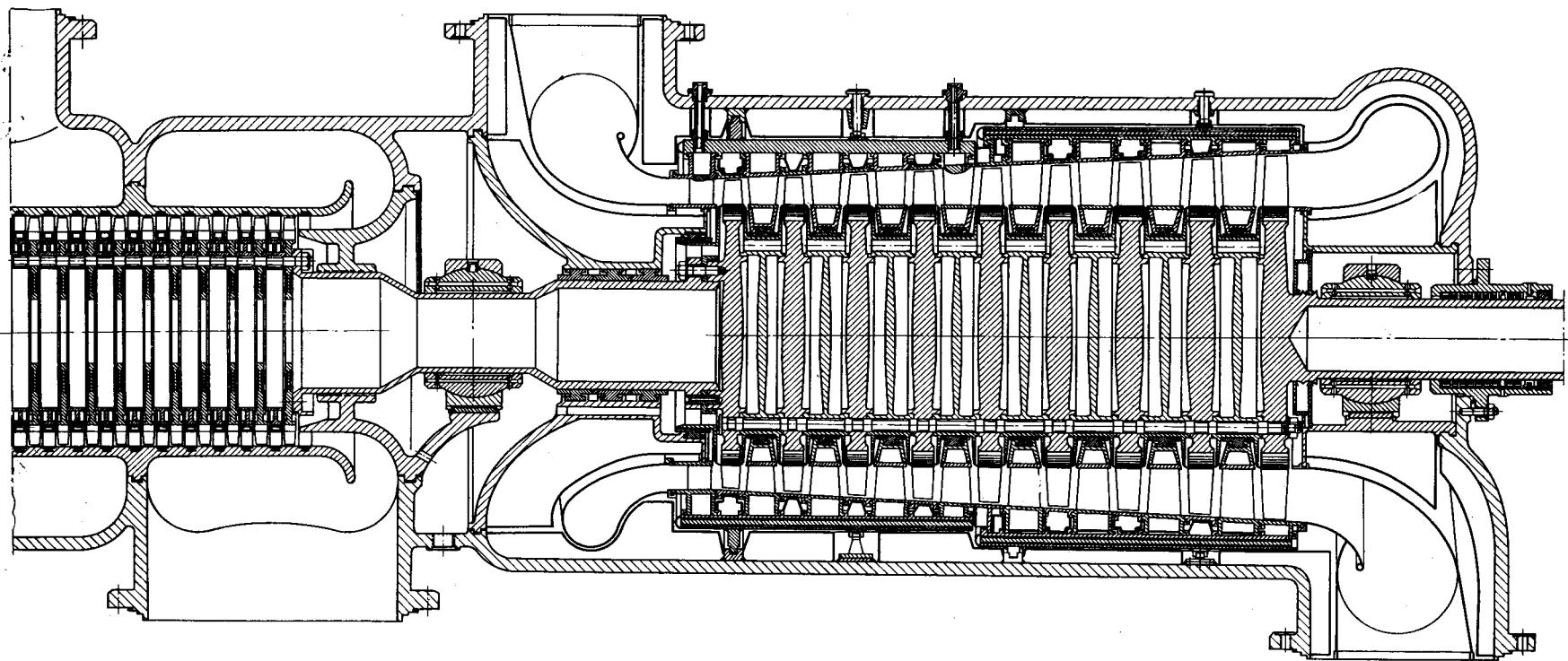


Рис. 4 (Правая часть)

Вариант V — одновальная высокотемпературная установка с тремя последовательно расположенными компрессорами и однопоточной турбиной. Турбина имеет охлаждаемый внутренний корпус, температура которого выдерживается постоянной. Ротор турбины разборный, дисковой конструкции, со стяжкой периферийными болтами. Диски ротора охлаждаются продувкой гелия, что обеспечивает температуру дисков по периферии  $500^{\circ}\text{C}$ . По расчетам, на охлаждение корпуса и ротора требуется 1% расхода гелия через ГТУ. Лопатки проточной части турбины не охлаждаются. Первые семь ступеней выполнены из жаропрочного молибденового сплава, обеспечивающего прочность при работе ГТУ в течение  $10^4$ — $10^5$  час и температуре металла  $1200^{\circ}\text{C}$   $\sigma = 25$ — $27$  кг/мм<sup>2</sup>. Применение более дешевых материалов и введение охлаждения лопаток рабочим газом с выпуском его в проточную часть снижает к.п.д. цикла на 3,5—4%.

Таблица 2

Характеристики регенераторов для ГТУ-1200-850 при противоточном продольном и поперечном омывании трубного пучка

Наименование	Противоточное продольное обтекание		Поперечное обтекание
	Тип поверхности теплообменника		
	гладко-грубая	с двух сторон шероховатая	гладко-трубная
Общая теплообменная поверхность, м <sup>2</sup>	145 000	85 305	153 500
Коэффициент теплопередачи	873	1 485	794
Общее число трубок	249 400	305 500	203 600
Длина трубок, м	18,5	8,9	24,0
Удельный вес трубок, кг/квт	0,85	0,5	1,04
Удельная поверхность, м <sup>2</sup> /квт	0,12	0,071	0,1464

Ротор турбокомпрессорного вала имеет газостатические гелиевые подшипники. Компрессорная группа имеет общую ступень сжатия 3,5.

Уплотнения вращающихся валов выполнены комбинированными — плавающие кольца и торцевое уплотнение. Конструкции ГТУ показаны на рис. 3 (III вариант) и 4 (V вариант).

**Регенератор.** Использование гелия в качестве рабочего тела в цикле при высоком давлении позволяет иметь высокие коэффициенты теплоотдачи по обеим сторонам теплообменной поверхности. В регенераторах может быть применено либо продольное, либо многократное поперечное омывание трубных пучков греющей средой. В табл. 2 приведены в качестве примера основные расчетные характеристики регенератора ГТУ мощностью 1200 Мвт при  $t = 850^{\circ}\text{C}$  при продольном и поперечном обтекании трубного пучка греющей средой.

## 2. Компоновка оборудования АЭС с ВГР и ГТУ

Было выполнено несколько вариантов компоновок применительно к различным конструктивным вариантам реактора и турбоустановок.

Вариант 1 — с первым вариантом реактора, с одновальной и двухвальной ГТУ с различным расположением теплообменной аппаратуры.

Вариант 2 — со вторым конструктивным вариантом реактора и двухвальной турбогруппой, в которой наддувочная (турбокомпрессорная) часть состоит из четырех турбогрупп со встроенными охладителями, работающими параллельно на одну силовую двухпоточную турбину, вынесенную в отдельной цилиндрический бокс из предварительно напряженного железобетона.

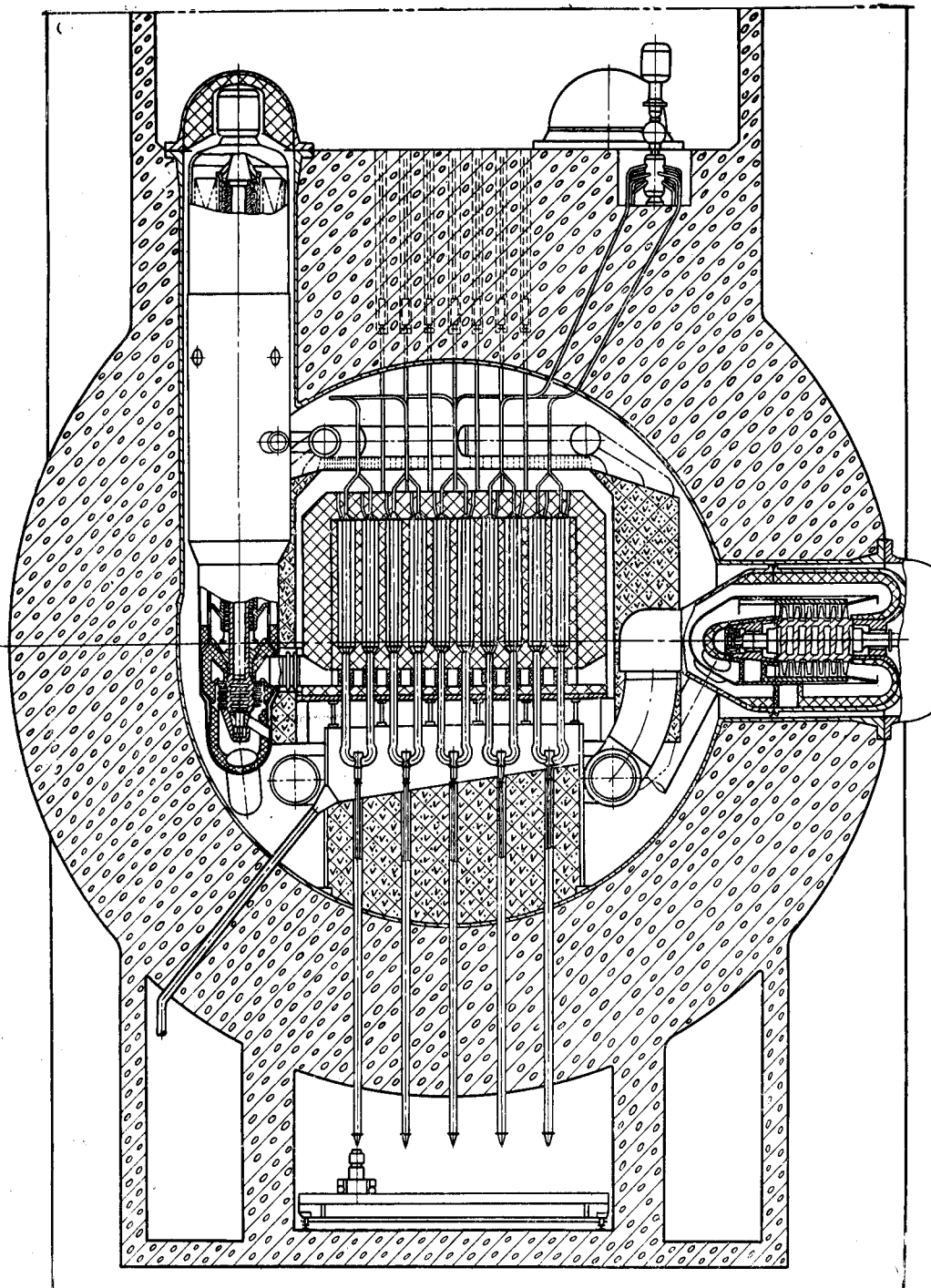


Рис. 5

бетона. Вокруг металлического корпуса располагаются поверхности нагрева регенератора, представляющие собой трубные пучки, привариваемые к торообразным коллекторам, располагаемым в верхней и нижней частях сферической полости.

Вариант 3 (рис. 5) — с третьим конструктивным вариантом реактора (в корпусе из напряженного железобетона) с двухвальной турбогруппой,

в которой наддувочная (турбокомпрессорная) часть состоит из четырех вертикально расположенных агрегатов и двух однопоточных силовых турбин. Вокруг активной зоны реактора располагаются секции трубчатого регенератора, между которыми симметрично активной зоне установлены четыре турбокомпрессорные группы осевой сборки со встроенными охладителями газа. Две однопоточные турбины низкого давления мощностью 600—800 *Мвт* каждая располагаются в симметричных нишах бетонного

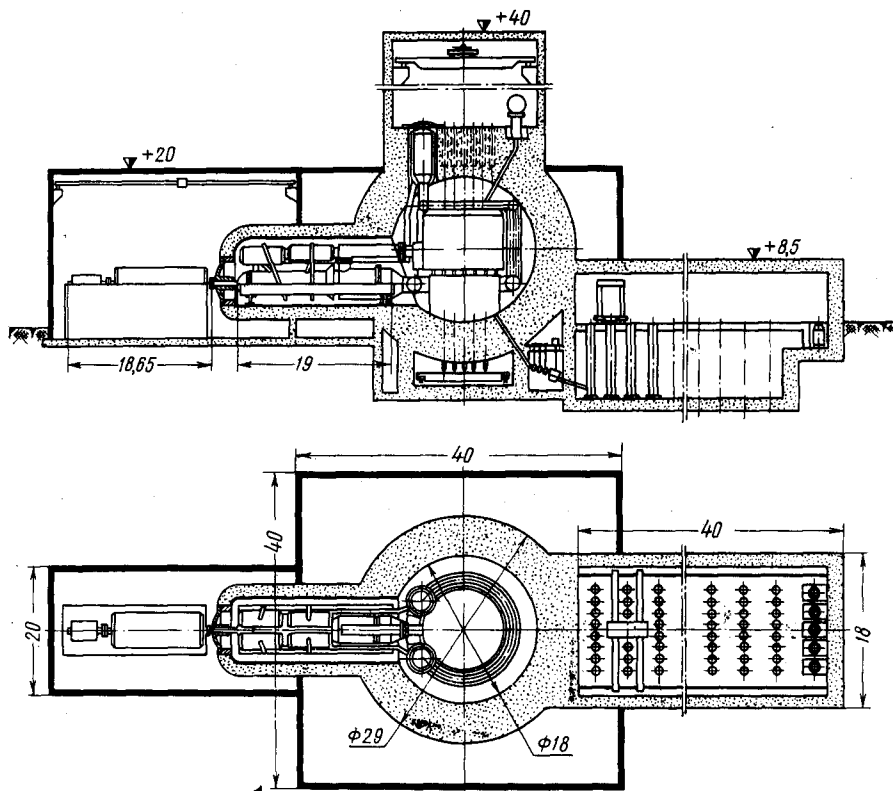


Рис. 6

корпуса по горизонтальной оси сферы. Каждая турбина связана газопроводами с двумя турбокомпрессорными группами.

Вариант 4 — рассматриваемый вариант реактора хорошо компонуется также с одновальными турбинами мощностью 1200 *Мвт* с температурой теплоносителя на входе  $t = 1200^\circ \text{C}$  и давлением  $p = 80 \text{ атa}$  (рис. 6).

В этом случае одновальный турбокомпрессорный блок размещается в цилиндрической капсуле ниже горизонтальной оси сферы железобетонного корпуса, сверху которого симметрично расположены по два промежуточных охладителя первой и второй ступени охлаждения. Турбина, расположенная на первом конце блока, имеет осевой выход газа, по которому газ поступает в кольцевой регенератор, расположенный вокруг активной зоны реактора. Два конечных охладителя расположены вертикально в специальных отверстиях железобетонного корпуса над активной зоной реактора. Такая совмещенная (интегральная) компоновка до минимума сокращает длину промежуточных трубопроводов и значительно упрощает решение задачи температурной компенсации, которая особо остро стоит для трубопроводов высокотемпературной ГТУ большой мощности.

## II. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ПЛАЗМЕННЫМ МГД-ГЕНЕРАТОРОМ

### 1. Основы расчета МГД-генератора

Как известно, уровень температуры газа на выходе из реактора недостаточен для получения термической ионизации, обеспечивающей требуемую электропроводность рабочего тела, даже при использовании присадок с малым потенциалом ионизации.

Эта трудность может быть преодолена созданием неравновесной плазмы с повышенной температурой электронов и соответствующей ей проводимостью. Отрыв температуры электронов от температуры тяжелых частиц может быть достигнут при достаточно эффективном подогреве электронов индуцированным электрическим полем и по возможности затрудненном обмене энергией при столкновениях электронов с тяжелыми частицами.

Дополнительные трудности возникают в связи с неоднородностями, которые, как правило, появляются в неравновесной плазме, помещенной в скрещенные электрические и магнитные поля, в силу ее неустойчивости.

Для учета влияния неоднородностей использовалась полуэмпирическая модель, в которой эффективная электропроводность турбулентной плазмы в зависимости от параметра  $\beta$  принималась в виде:

$$\sigma_T = \sigma_L \frac{1 + 2\beta}{1 + \beta^2} = \sigma_L f(\beta)$$

(индексы  $T$  и  $L$  относятся, соответственно, к турбулентному и ламинарному состояниям). Это выражение хорошо аппроксимирует ряд экспериментальных данных, а теоретический учет неоднородностей приводит к близким результатам.

Температура электронов и другие параметры рассчитывались по балансу энергии в рамках модели плазмы с горячими электронами.

В качестве рабочих газов в расчетах рассматривались аргон и гелий с присадкой цезия при температурах торможения 1500 и 1700° С.

Оценки показали, что в рассматриваемом магнитном поле  $B = 8 \div 10$  тл приемлемая длина канала порядка 5 м обеспечивается для Ag + Cs-смеси при  $\sigma \sim 10$  мо/м, а для He + Cs-смеси — при  $\sigma \sim 0,75$  мо/м.

Для расчета течения в канале МГДГ использовалось одномерное приближение. При этом предполагалось, что влияние пограничных слоев на электрофизические процессы является несущественным и что приэлектродным падением потенциала и потерями тепла в стенки можно пренебречь. Влияние концевых эффектов является также незначительным (магнитное поле соответствующим образом профилировано, область развития ионизации мала).

Канал МГДГ предполагается идеально секционированным, причем электрическая схема обеспечивает отсутствие среднего продольного тока.

В качестве расчетного был выбран режим течения в канале с постоянными значениями числа Маха, электронной температуры и магнитного поля. Учитывалось влияние трения в канале на к.п.д. генератора.

### 2. Атомная магнитогидродинамическая электростанция (АМГДЭС) с паротурбинным приводом компрессора

**Тепловая схема.** Схема АМГДЭС с газообразным рабочим телом может быть осуществлена по одному из следующих вариантов:

1. Схема с электрическим приводом компрессора (максимальной регенерацией тепла).
2. Схема с газотурбинным приводом компрессора.
3. Схема с паротурбинным приводом компрессора.

Возможны и другие, более сложные схемы, но они не обладают какими-либо существенными преимуществами. Термодинамический анализ перечисленных выше схем был выполнен для следующих условий:

рабочее тело:  $Ar + Cs$  и  $He + Cs$ ;  
 максимальная температура газа — 1973 и 1773° К;  
 степень сжатия в компрессоре 2—5;  
 коэффициент потерь давления по тракту  $\varphi_{\Pi} = 1,2—1,3$ ;  
 температура рабочего тела на входе в каждую ступень компрессора  $T_K = 300^\circ \text{K}$  (27° С);  
 адиабатический к.п.д. ступеней компрессора  $\eta_K = 0,89$ ;  
 число ступеней компрессора  $n$  от 1 до 3;  
 минимальный температурный перепад между греющей и нагреваемой средами  $\Delta t = 25^\circ$  и  $50^\circ$ ;  
 потери тепла в цикле 1% от мощности реактора;  
 потери электроэнергии: в электроаппаратах — 1%, в системе регенерации цезия — 0,5%, прочие технологические нужды (очистка газа, сверхпроводящий магнит и т. д.) 0,5% от мощности МГДГ.

Параметры МГДГ выбирались в соответствии с оптимизированными данными расчетов по описанной выше методике при следующих предположениях: индукция магнитного поля  $B = 8 \text{ тл}$ ; коэффициент преобразования энтальпии в канале  $\eta_N = 0,1—0,3$ ; длина канала 5—10 м, мощность АМГДЭС  $\sim 1200 \text{ Мвт}$ .

Изменение  $\eta_N$  от 0,2 до 0,4 не приводит к существенному изменению к.п.д., что особенно важно при режимах частичных нагрузок электростанции. Оптимальное значение  $\eta_N$ , удовлетворяющее, с одной стороны, требованию высокого к.п.д. станции и, с другой стороны, разумным (до 10 м) длинам канала МГДГ, составляет 0,3. Результаты проведенного анализа показали, что для температуры 1500° С схема с паротурбинным приводом имеет преимущества перед другими рассмотренными схемами.

Поэтому для дальнейшей разработки была выбрана схема с приводом компрессора от современного турбоагрегата К-500-240. К.п.д. парового цикла принимался равным 42%.

Принципиальная тепловая схема и термодинамический цикл установки показаны на рис. 7, 8.

Таблица 3

*Параметры оптимизированных плазменных АМГДЭС с паротурбинным приводом компрессоров*

Рабочее тело	Температура газа на выходе из реактора, °К	Давление в реакторе, ата	Параметры МГДГ		$\varphi_{\Pi}$	К.п.д. АМГДЭС
			$\eta_N$	$\eta_{0i}$		
Аргон — цезий	1773	30	0,3	0,74	1,3	49,0
		40	0,3	0,71		47,0
	1973	30	0,3	0,77	1,2	54,5
		40	0,3	0,75	1,3	53,5
					1,2	52,0
					1,3	51,0
50	0,3	0,74	1,2	50,5		
Гелий — цезий	1973	5	0,3	0,74	1,3	49,5
		10	0,3	0,7	1,3	49,5

Результаты расчета оптимизированных схем АМГДЭС с паротурбинным приводом компрессора представлены в табл. 3. Видно, что электростанция с гелиевым теплоносителем может иметь к.п.д. 50% лишь при крайне низком давлении порядка 5 ата и температуре на выходе из реактора 1700° С.

ВГР большой мощности на такие параметры теплоносителя мало реален и неизбежно будет иметь низкие технико-экономические показатели.

Поэтому в качестве теплоносителя в АМГДЭС приходится остановиться на аргоне, хотя он и обладает таким серьезным недостатком, как наведенная  $\gamma$ -активность. Проектирование АЭС проводилось при следующих ис-

ходных данных: электрическая мощность блока 1200 *Мвт*; рабочее тело МГДГ — аргон +0,1% цезия; давление рабочего тела на выходе из реактора 30 *ата*; потери давления в контуре 30%; температура на выходе из реактора 1773° К; расход рабочего тела 4850 *кг/сек*; число Маха на входе

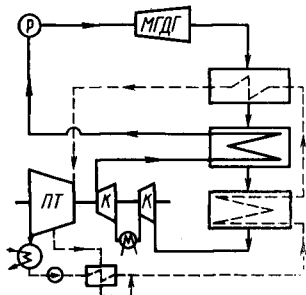


Рис. 7

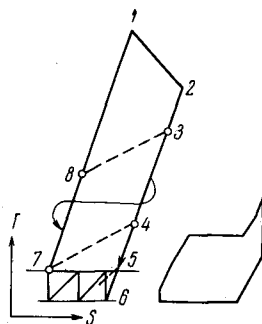


Рис. 8

в канал 2; число Маха на входе в диффузор 1,5; температура рабочего тела на входе в компрессор 30° К; индукция магнитного поля 8—10 *тл*.

**Компоновка.** Проект главного здания АМГДЭС выполнен в виде трех энергетических блоков общей мощностью 3600 *Мвт* по 1200 *Мвт* каждый. В энергетический блок входят: блок ВГР, отсеки МГДГ и тепломеханического оборудования со встроенным компрессором и паротурбинный зал с паровой турбиной, предназначенной для привода компрессора. В специальных отдельных помещениях размещены инверторная установка, газгольдерная для аварийного приема активного газа из энергетических блоков и вакуумное хозяйство.

Ввиду того, что выходящий из реактора аргон радиоактивен (общая активность контура  $\sim 10^5$  *кюри*), ко всему оборудованию, с которым соприкасается активный газ, и к помещениям, в которых размещено это оборудование, предъявляются особые требования по безопасности для персонала и при возможных авариях. Эти помещения выполняются абсолютно герметичными, для исключения утечки активного аргона наружу, и сообщаются через взрывные клапаны с газгольдерами, находящимися под меньшим давлением.

Блок атомного реактора размещается в двух помещениях: корпус реактора в специальной барокамере, а хранилище ТВЭЛ'ов в герметичном боксе с бетонной защитой. Форкамера корпуса реактора представляет собой вертикальный металлический цилиндр диаметром 40 и высотой 48 *м*, оканчивающийся вверху сферической крышкой. Форкамера реактора должна иметь герметичное соединение с хранилищем ТВЭЛ'ов и отсеком МГДГ.

Активная зона реактора имеет диаметр 13,6 и высоту 4,4 *м*. Она состоит из 232 каналов с шаровыми графитовыми ТВЭЛ'ами. Внутренняя обечайка бетонного корпуса реактора выполнена из обычной малоуглеродистой стали. Помещение хранилища ТВЭЛ'ов имеет размеры: длина 60, ширина 36 и высота 20 *м*. Отсеки МГДГ и тепломеханического блока заключены также в форкамеру, разделенную вертикальной перегородкой на две части. Эта форкамера представляет собой горизонтальный герметичный цилиндр, состоящий из легкого металлического корпуса диаметром 20 и длиной 79 *м*, и слоя напряженного железобетона, воспринимающего внутреннее давление и одновременно выполняющего роль биологической защиты.

Во второй половине форкамеры в отсеке тепломеханического блока размещено теплообменное оборудование для получения пара высокого давления для паровой турбины. Там же находятся секции подогрева холод-

ного аргона, батареи электрофильтров и компрессорный блок с промежуточными холодильниками аргона. Приводом компрессора является паровая турбина, установленная в паротурбинном зале. Паротурбинный корпус примыкает к форкамере тепломеханического блока и представляет собой типовое здание длиной 180, шириной 48 и высотой 21 м. В нем размещено три паровых турбины ВК-500-240 и все необходимое стандартное оборудование тепловых энергетических станций.

### 3. Схема АМГДЭС с реактором на 2000° С и газовой турбиной

Верхняя температура цикла (1500—1600° С) при использовании ВГР с карбидным топливом ограничивается необходимостью удерживать осколки деления от попадания в теплоноситель. Так как применение аргона для охлаждения реактора неизбежно связано с его активацией и появлением значительной активности во всем контуре, это ограничение температуры может быть снято. Открывающиеся при этом возможности были рассмотрены при предварительном техническом и экономическом рассмотрении АМГДЭС на мощность 3000 Мвт с температурой аргона на выходе из реактора 2000° С и ГТУ. Такая станция требует специальной разработки высокотемпературного теплообменника. Исходя из оценки реальных возможностей конструктивных материалов температура горячего газа на входе в теплообменник принята равной 1500° К.

Окончательный выбор абсолютного значения давления на входе в реактор было решено сделать в результате совместных термодинамических и технико-экономических оценок, поэтому для расчета был выбран диапазон давлений на выходе из реактора 30—60 атм.

Для определения экономических затрат была проведена предварительная оценка геометрических размеров турбомашин, теплообменника, холодильника, промежуточных холодильников и реактора и ориентировочно оценена их стоимость. Определение размеров здания, МГД-генератора, сверхпроводящей магнитной системы, инвертора не производилось. Их стоимость была принята на основе сопоставления с известными стоимостными оценками. Топливная составляющая была принята равной 0,1 коп / квтчас.

На основе проделанных расчетов можно заключить, что к.п.д. АМГДЭС мощностью 3000 Мвт с использованием газотурбинного блока равен 57—59% при температуре газа на выходе из реактора 2273° К и при степени регенерации 0,90—0,93 соответственно.

Увеличение давления на входе в реактор значительно изменяет удельные капиталовложения. При росте давления от 30 до 60 ата удельные капиталовложения уменьшаются с 89,0 до 67,3 руб / квтчас. Себестоимость электрической энергии при том же изменении давления меняется от 0,251 до 0,223 коп / квтчас соответственно.

Одним из наиболее дорогостоящих агрегатов, наряду с реактором, является высокотемпературный теплообменник, однако его стоимость уменьшается в два раза при увеличении вдвое давления на входе в реактор. В связи с этим желательно использовать максимально возможный уровень давления на входе в канал МГДГ, поскольку при увеличении давления от 30 до 60 атм тепловая экономичность станции уменьшается в пределах 1%, в то время как удельные капиталовложения уменьшаются на 24%, а себестоимость электроэнергии уменьшается на 11%.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные проектные проработки основных элементов АЭС и их компоновок позволили провести предварительную оценку основных экономических показателей. Эта оценка производилась применительно к перспективному уровню цен на период 1980—1985 гг. по отдельным составляю-

щим расчетных годовых затрат и по методике, принятой в СССР для оценки стоимостных показателей энергетического оборудования. Основные результаты этих расчетов приведены в табл. 4.

Принимая во внимание грубо ориентировочный характер проектов и экономических оценок, мы должны иметь в виду, что абсолютные стоимости, указанные в табл. 4, могут быть занижены на 10—30%. Они, однако,

Таблица 4

Стоимость электроэнергии и удельные расчетные затраты АЭС с ГТУ и МГДГ

Наименование	ГТУ			МГДГ		МГДГ на 2000°С, 60 атм с ГТУ	Паросило-вал установ-ка на 240 ат
	850°С		1200°С	1500°С	1700°С		
	Раздельн. компо-нов.	интегр. компо-н.	интегр. компо-н.				
Мощность блока, Мвт	1200	1200	1200	1200	1600	3000	1200
К.п.д. (нетто), %	46	50	54	49	53	57—59	—
Топливная составляющая, коп/квтч	0,12	0,12	0,10	0,13	0,10	0,1	—
Полные капиталовложения, млн. руб.	108	95	80	140	144	200	105,6
Удельная стоимость оборудования, руб/квт	90	79	66	117	90	67	88
Ежегодные эксплуатационные расходы, млн. руб.	22	23	17,5	26	26	50	61,47
Годовые расчетные затраты, млн. руб.	39	36	30	48	48	79	77,31
Удельные годовые расчетные затраты, руб/квтгод	33	30	25	42	31	26,5	64,42
Себестоимость электроэнергии, коп/квтчас	0,26	0,25	0,21	0,33	0,24	0,22	0,73

позволяют провести сравнение различных вариантов АЭС с ВГР, а также с перспективной паросиловой установкой на 240 ата мощностью 1200 Мвт, работающей на органическом топливе.

Как следует из данных таблицы, АЭС с ВГР имеют лучшие итоговые технико-экономические показатели по сравнению со станциями на органическом топливе: удельные годовые затраты на АЭС оказываются в 1,5—2,5 раза, а себестоимость электроэнергии в 2—3 раза ниже. Удельные капиталовложения в оборудование примерно одинаковы для паросиловых установок на органическом топливе и для АЭС с ГТУ на 850°С или с МГДГ на 1700°С.

Сравнение ГТУ и МГДГ показывает, что станция с МГД-генератором при температуре газа на выходе из реактора 1500°С несколько уступает по экономике станции с ГТУ на 850°С. При температуре 1700°С МГДГ может обеспечить экономические показатели такие же, как ГТУ на 850°С.

Более отдаленная по времени возможность создания ГТУ на 1200°С и комбинированной установки с МГДГ на 2000°С и ГТУ на 1100°С открывает перспективу получения таких высоких технико-экономических показателей, которые недоступны другим известным системам электростанций.

Рассмотренные в докладе высокотемпературные реакторы, газотурбинные замкнутые установки и МГДГ в настоящее время не существуют и для того, чтобы они могли быть созданы и внедрены в энергетику, необходимо найти решение многих научных и технических проблем.

Эти проблемы следует решать параллельно. По-видимому, даже наиболее простые АЭС и ГТУ на температуры 850—900°С могут быть введены в эксплуатацию не раньше, чем через 10—15 лет. В последующем станет возможным использование более высоких уровней температур с ГТУ и МГДГ.