

ПАРОТУРБИННЫЕ, ГАЗОТУРБИННЫЕ, ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ И ИХ ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Эффективность использования парогазовой технологии в энергоблоке АЭС с ядерным реактором СВБР-100

© 2015 г. Касилов В.Ф., Дудолин А.А., Господченков И.В.

Национальный исследовательский университет “Московский энергетический институт”¹

e-mail: kasilovvf@mpei.ru

Дано описание конструкции модульного реактора СВБР-100 с жидкометаллическим теплоносителем – сплавом свинец–висмут. Приведены тепловая схема энергоблока с реактором СВБР-100 и результаты ее расчета. Получено значение электрического КПД брутто турбоустановки $\eta_{э}^{бр} = 35.5\%$ при использовании перед турбиной насыщенного пара давлением 6.7 МПа. Рассмотрены способы повышения КПД и мощности данного энергоблока на основе применения газотурбинных и парогазовых технологий. Существует возможность при реализации комбинированного цикла с двумя газотурбинными установками (ГТУ) GE 6101FA общей мощностью 140 МВт получить КПД ПГУ с реактором СВБР-100 $\eta_{э}^{бр} = 45.39\%$ и ее электрическую мощность 328 МВт. При этом в котле-утилизаторе генерируется перегретый пар с температурой 560°C, что позволяет исключить из тепловой схемы турбоустановки сепаратор-пароперегреватель (СПП).

Ключевые слова: энергоблок АЭС, ядерный реактор СВБР-100, газотурбинная и парогазовая установка, паровая турбина, тепловая схема турбоустановки, экономичность и мощность энергоблока.

DOI: 10.1134/S0040363615050045

В настоящее время подразделениями Госкорпорации “Росатом” выполняются работы по созданию опытно-промышленного энергоблока АЭС с ядерным реактором СВБР-100 (г. Димитровград Ульяновской обл.), тепловая мощность которого $Q_p = 280$ МВт, и паротурбинной установкой мощностью $N_э = 100$ МВт. Модульный реактор СВБР-100 на быстрых нейтронах [1, 2] спроектирован для работы с жидкометаллическим теплоносителем – эвтектическим сплавом свинец–висмут в замкнутом топливном цикле. Данная технология отработана при эксплуатации подобных реакторов на атомных подводных лодках России, а проект СВБР-100 в значительной мере отвечает требованиям, предъявляемым к современным ядерным энергетическим установкам. Речь идет о требованиях к безопасности, срокам службы реакторной установки (от 40 до 60 лет) и обеспечению удельных капитальных затрат на создание атомного энергоблока, сопоставимых с таковыми для тепловых электростанций (1000–1700 дол. США/кВт). При этом их небольшая единичная мощность может быть привлекательной для проектов с ограниченными инвестициями, а благодаря высокому уровню безопасности

строительство АЭС с СВБР-100 возможно в непосредственной близости от населенных пунктов. Это позволит использовать такие энергоблоки для целей централизованного теплоснабжения крупных городов [3, 4]. По оценкам Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), потребность в реакторах малой и средней мощности (100–400 МВт) до 2040 г. в мире составит от 500 до 1000 ед., а суммарная стоимость этого рынка – 300–600 млрд дол. США. Лидерами в исследованиях и разработке названных реакторов являются Россия, США, Франция и Китай. При этом реакторы СВБР-100 могут занимать 10–15% нового сегмента рынка атомной энергетики.

Важной особенностью реакторной установки СВБР-100 является интегральная компоновка I контура, оборудование которого размещается в прочном корпусе реакторного моноблока (МБР), а гидравлические связи формируются без использования трубопроводов и арматуры (рис. 1).

В центральной части МБР размещается блок с активной зоной и стержнями системы управления и защиты (СУЗ), которую окружает внутрикорпусная радиационная защита с расположенными в ней модулями испарителей, а также главными циркуляционными насосами (ГЦН). В теплоотводящих контурах моноблока обеспечена естественная циркуляция теплоносителей, достаточная для

¹ 111250, Россия, Москва, Красноказарменная ул., д. 14. НИУ МЭИ.

пассивного расхолаживания реактора без опасного перегрева активной зоны. Над активной зоной установлена защитная пробка, на крышке которой смонтированы приводы поглощающих стержней СУЗ. Габаритные размеры реакторного моноблока (диаметр — 4,53 м, высота — 7,55 м) позволяют транспортировать его в полной заводской готовности, в том числе и по железной дороге, что сокращает сроки и стоимость строительства АЭС. Интервал времени между перезагрузками топлива для реактора составляет 7–8 лет. Принятая схема циркуляции с наличием свободных уровней теплоносителя в верхней части МБР и каналах модулей парогенераторов в сочетании с низкой скоростью теплоносителя на опускных участках тракта обеспечивают надежную сепарацию пароводяной смеси из теплоносителя при нарушении герметичности трубной системы испарительных модулей. Во II контуре применена схема с многократной принудительной циркуляцией пароводяной рабочей среды.

Размещение реактора, модулей парогенераторов, главных циркуляционных насосов и другого оборудования в едином корпусе с полным отсутствием трубопроводов и арматуры гарантирует высокую степень безопасности реакторной установки. Например, исключаются разгон реактора на мгновенных нейтронах, потеря теплоносителя из него и распространение радиоактивности из I контура в масштабах, требующих эвакуацию населения за пределами АЭС. При этом предусмотренные системы безопасности срабатывают пассивно и не содержат элементов, отказ которых может быть связан с влиянием человеческого фактора. Безопасность реакторной установки не зависит от состояния систем и оборудования паротурбинной установки, проектирование и изготовление которой осуществляются по общепромышленным правилам и нормам.

В данной статье в качестве исходного представлен вариант тепловой схемы конденсационного энергоблока с реактором СВБР-100 без перегревателей модулей и с двухцилиндровой турбиной К-100-6.7 (рис. 2), подготовленной авторами и рассчитанной с использованием программного комплекса Thermoflow.

В проточной части цилиндра высокого давления (ЦВД) турбины с дроссельным парораспределением применяется петлевая схема расширения пара. В рассматриваемом варианте с двухпоточной компоновкой цилиндра низкого давления длина рабочей лопатки последней ступени составляет $l_2 = 665$ мм. При использовании рабочих лопаток длиной 960 мм и более существует возможность реализации однопоточной схемы расширения пара в ЦВД. Регенеративная система турбоустановки состоит из двух подогревателей высокого давления, деаэратора с давлением $p_d = 0.86$ МПа, трех подогревателей низкого давле-

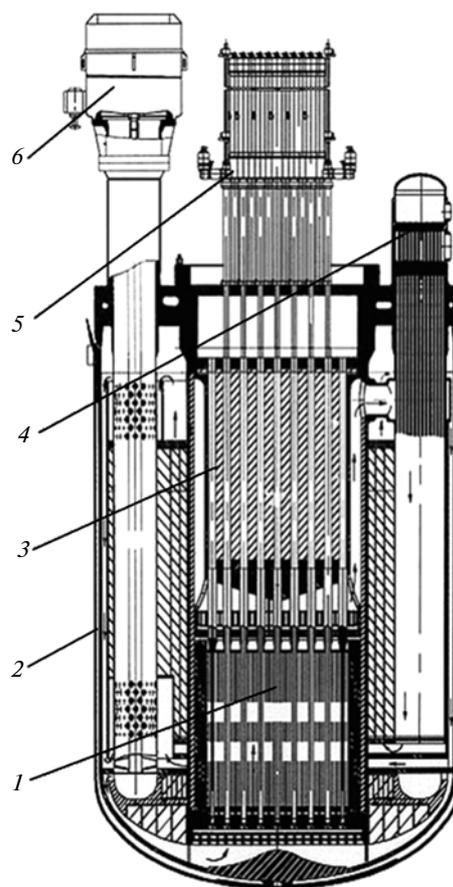


Рис. 1. Продольный разрез реакторного моноблока СВБР-100:

1 — активная зона; 2 — корпус МБР; 3 — защитная пробка; 4 — модули испарителя; 5 — приводы СУЗ; 6 — ГЦН

ния, основного эжектора и эжектора уплотнений. Расход пара из парогенератора реактора при температуре питательной воды $t_{п.в} = 226^\circ\text{C}$ составляет 160.86 кг/с. Перед ЦВД турбины давление насыщенного пара $p_0 = 6.7$ МПа. Реализовать данный вариант турбоустановки с разумным значением разрежения в конденсаторе (в представленном варианте расчета $p_k = 6$ кПа) возможно лишь с применением сепарации влаги из пара и его подогрева. В этой связи за ЦВД паровой турбины установлен сепаратор-пароперегреватель с разделительным давлением $p_{разд} = 0.99$ МПа. В первую ступень пароперегревательной части СПП направляется пар из отбора ЦВД турбины, а во вторую — свежий пар из главного паропровода турбоагрегата (см. рис. 2).

Электрическая мощность представленного энергоблока составляет $N_3^{gp} = 101.33$ МВт, электрический КПД турбоустановки $\eta_3^{gp} = 35.5\%$, удельный

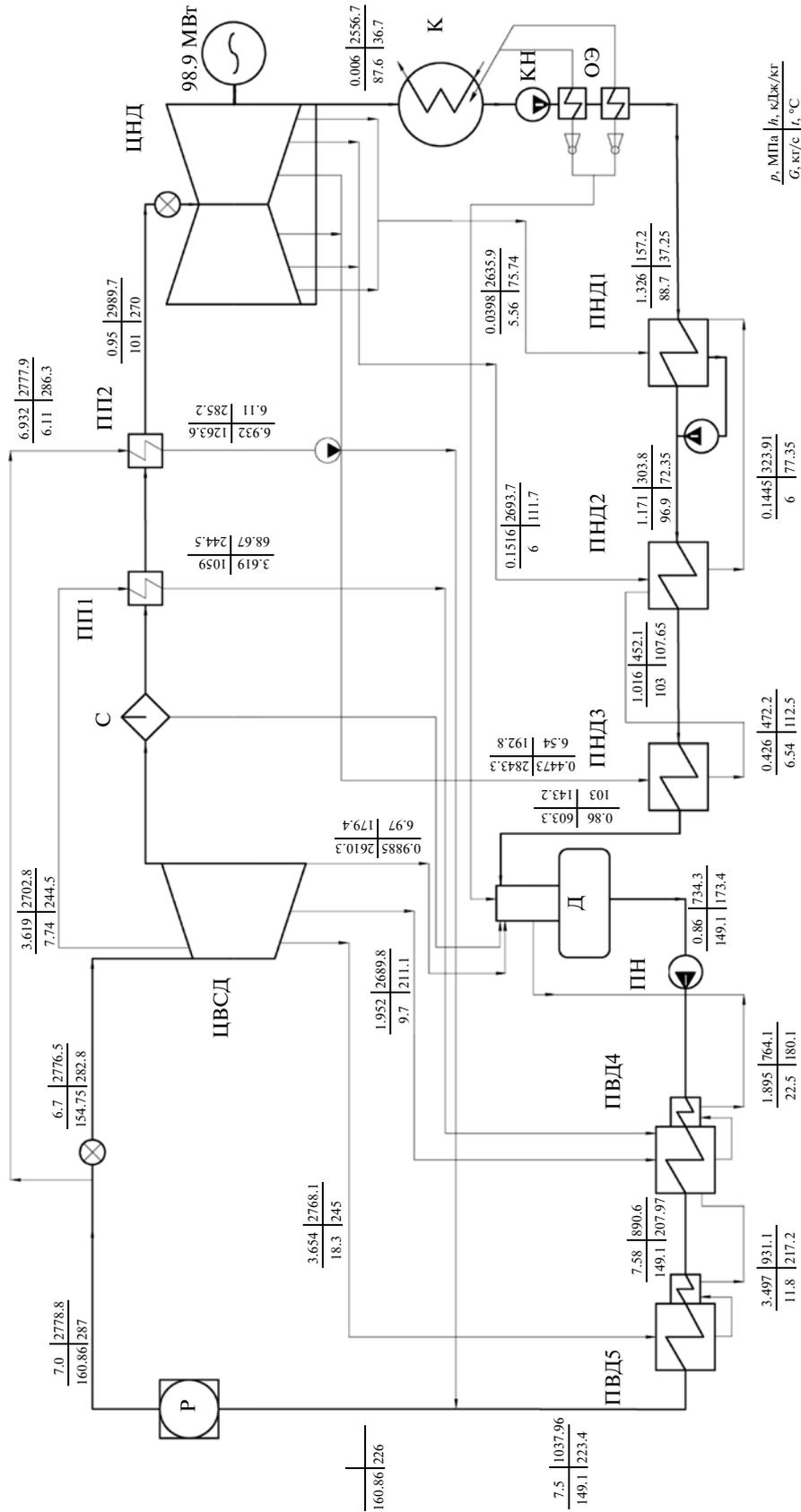


Рис. 2. Тепловая схема энергоблока с реактором СВБР-100.
 Р – реактор; ЦВСД – совмещенный цилиндр высокого и среднего давлений паровой турбины; С – сепараторная секция СПП; ПП1, ПП2 – пароперегревательные секции № 1 и 2 СПП соответственно; ЦНД – цилиндр низкого давления паровой турбины; К – конденсатор; КН – конденсатный насос; ПНД1 – ПНД3 – подогреватели низкого давления; Д – деаэрактор; ПН – питательный насос; ПВД4, ПВД5 – подогреватели высокого давления; ОЭ – охладители эжекторов

расход тепла $q_3^{\text{бр}} = 9947 \text{ кДж}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$, а удельный расход ядерного топлива $b_{\text{я.т}} = 158 \text{ г}/\text{МВт}$.

К сожалению, как и для технологий с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР), ограничение температуры свежего пара в паротурбинной установке с реактором СВБР-100 на уровне состояния насыщения ($t_0 = 282.8^\circ\text{C}$) не дает возможности реализовать КПД брутто выше 37%. Относительно низкий уровень КПД и проблемы, возникающие при расширении влажного пара в проточной части турбины, заставляют искать решения, позволяющие при сегодняшнем уровне развития энергетики повысить экономичность паротурбинной установки и надежность ядерного энергоблока. Наиболее значимым решением является использование в энергоблоках АЭС газотурбинных и парогазовых технологий [5–8]. При стремлении получить для названных энергоблоков КПД выше 45% пристальное внимание заслуживает возможность применения в атомной энергетике комбинированных циклов.

Наиболее простым и доступным является использование ГТУ для решения проблем маневренности, реализации пиковых нагрузок потребителей электрической энергии, а также обеспечения их тепловой энергией. Поскольку ГТУ обладают высокой приемистостью и коротким временем пуска, то они могут служить источниками надежного аварийного и резервного снабжения собственных нужд энергоблоков АЭС. Можно рассматривать применение автономной ГТУ с теплообменником вместо котельной установки (обычно на мазутном топливе), которая проектируется на всех АЭС для обеспечения пусконаладочных работ. Время монтажа ГТУ меньше по сравнению с временем сооружения энергоблока АЭС, поэтому она может вырабатывать электроэнергию уже в процессе строительства и монтажа основного оборудования. Не исключается использование ГТУ в роли пикового агрегата с отпуском электроэнергии, в том числе и с замещением подогрева питательной воды в регенеративной системе турбоустановки АЭС. Речь идет о маневренной мощности энергоблока, вырабатываемой как пиковой ГТУ, так и посредством форсирования паровой турбины при полном или частичном отключении регенеративных отборов пара. Можно рассматривать при этом и различные схемы вытеснения отборов пара в СПП. Следует отметить, что энергетическая характеристика ГТУ позволяет в наиболее холодные периоды эксплуатации (осенне-зимние пики электрических и тепловых нагрузок) увеличивать выработку энергии на 20–30%. Поскольку ГТУ имеют наивысшие показатели маневренности, то их применение не только в реализации пиковых нагрузок, но и в расширении регулировочного диапазона турбоустановки АЭС имеет важное значе-

ние, и в первую очередь оно связано с ростом верхнего предела мощности действующего энергоблока. Нельзя не отметить и возможности автономной работы ГТУ при плановых и внеплановых остановках ядерного реактора.

Большинство из указанных возможностей ГТУ связаны с использованием технологических схем "ядерный энергоблок + ГТУ", которые не позволяют реализовать значимый рост КПД энергоблоков, в том числе из-за малой степени бинарности их термодинамических циклов. Известно, что в теплоэнергетике наибольший КПД (50–60%) обеспечивает применение парогазовых установок (ПГУ). При использовании парогазовой технологии на АЭС появляется возможность получения в котле-утилизаторе (КУ) пара с температурой более 500°C , что позволит отказаться от применения дорогостоящего СПП и выполнить проектирование турбины для условий расширения перегретого пара. Такие решения в значительной мере повышают не только экономичность энергоблока, но и надежность его основного оборудования. Следует также принимать во внимание, что во влажно-паровых турбинах АЭС расход пара на выработку единицы мощности значительно больше, чем в турбинах ТЭС на перегретом паре. Например, чтобы осуществить для турбоустановки мощностью 1000 МВт перегрев свежего пара до температуры 540°C , необходимо до 35% дополнительной мощности из испарительных модулей реактора, что соответствует требуемой мощности ГТУ около 1500 МВт. Вариант применения ГТУ с меньшей мощностью, например 300 МВт, позволяет обеспечить перегрев свежего пара всего на $30\text{--}40^\circ\text{C}$ и получить при этом КПД брутто около 39%.

В качестве примеров использования различных схем парогазовых энергоблоков на АЭС далее приводятся данные работ [5, 8]. В [5] рассмотрена эффективность использования ГТЭ-130-850 совместно с ВВЭР-1000 и паровой турбиной К-1000-5.9. Рассчитывались варианты с перегревом свежего пара, промежуточным перегревом и частичным подогревом питательной воды. Было показано, что наибольшей эффективностью обладает схема с промежуточным перегревом пара в котле-утилизаторе парогазовой установки. В [8] представлены результаты расчетов парогазового энергоблока на основе ядерного реактора AP600 фирмы Westinghouse (легководный реактор мощностью 600 МВт), трехцилиндрового паротурбинного агрегата мощностью 1151.5 МВт и четырех газотурбинных установок V94.3A общей мощностью 972.5 МВт. В итоге мощность такой ПГУ составила $N_3 = 2124 \text{ МВт}$. Благодаря использованию тепла уходящих из ГТУ газов в пароперегревательных секциях четырех КУ осуществляется перегрев пара за парогенератором реактора AP600 до

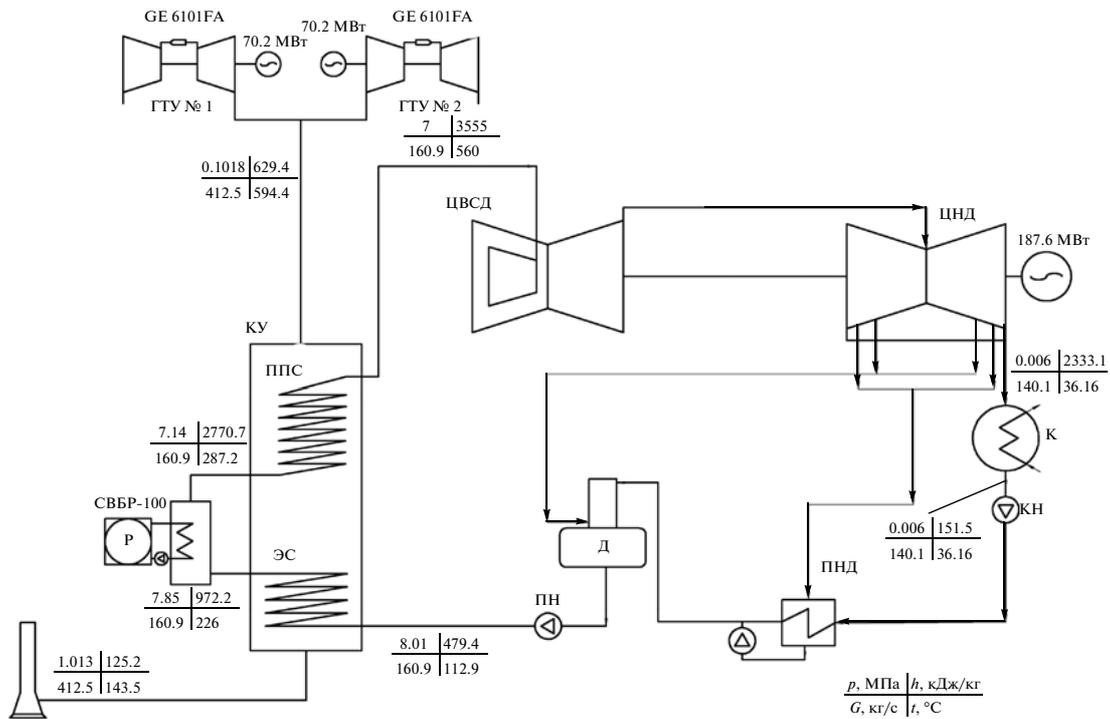


Рис. 3. Тепловая схема парогазовой установки ПГУ-330-ЯР с использованием ядерного реактора СВБР-100:

КУ – котел-утилизатор; ППС – пароперегревательная секция; ЭС – экономайзерная секция; остальные обозначения см. рис. 2

уровня, обеспечивающего температуру свежего пара перед турбиной $t_0 = 530^\circ\text{C}$. Питательная вода перед парогенератором подогревается в экономайзерных секциях КУ до температуры 226.9°C , и далее в реакторе генерируется насыщенный пар при давлении 5.72 МПа. В тепловой схеме паротурбинной установки для подогрева питательной воды после конденсатора используются один ПНД, деаэратор и один ПВД. На основе расчетов получено, что благодаря применению парогазовой технологии помимо существенного роста мощности энергоблока увеличивается и его КПД с 33.0% в исходном варианте до 49.4% в варианте ПГУ.

Понятно, что представленная ранее технологическая схема ПГУ сложна для исполнения и, прежде всего, в условиях применения реакторов большой мощности с существенными расходами пара. Но для АЭС с реакторами малой и средней мощностей подобные решения вполне осуществимы и позволят обеспечить значимые эффекты по экономичности, мощности и маневренности. Авторами данной статьи на основе использования программных продуктов Thermoflow были рассчитаны несколько вариантов тепловых схем парогазового энергоблока с реактором СВБР-100, одна из которых с температурой питательной воды перед реактором $t_{п.в} = 226^\circ\text{C}$ представлена на рис. 3. В тепловой схеме предусмотрены подогреватель низкого давления и деаэратор. Перед реак-

тором подогрев питательной воды осуществляется в экономайзерной секции КУ. В характерных точках тепловой схемы указаны массовые расходы (G , кг/с) и термодинамические параметры рабочих сред (давление p , МПа, температура t , $^\circ\text{C}$, энтальпия h , кДж/кг). На схеме не показаны вспомогательные магистрали трубопроводов, например пара из концевых уплотнений турбины, штоков регулирующих клапанов. Но соответствующие расходы пара и воды учитывались при расчете схемы с подробной ее детализацией. В расчетах оценивались мощность энергоблока и уровень его электрического КПД.

Рассматривается применение в данном энергоблоке двух газотурбинных установок GE 6101FA единичной мощностью 70 МВт, сборку и испытания которых планируется производить на строящемся заводе компании ООО "Русские газовые турбины", созданном в рамках совместного предприятия концерна General Electric, компании "ИНТЕР РАО ЕЭС" и Госкорпорации "Ростех". Общий расход газов с температурой 595°C , направляемых из ГТУ в котел-утилизатор, составляет 412.5 кг/с. Пароперегревательная секция котла-утилизатора (см. рис. 3) обеспечивает возможность получения перегретого пара с температурой 560°C при давлении 7.0 МПа (давление свежего пара перед турбиной $p_0 = 6.7$ МПа). Электрическая мощность паротурбинного агрегата при тем-

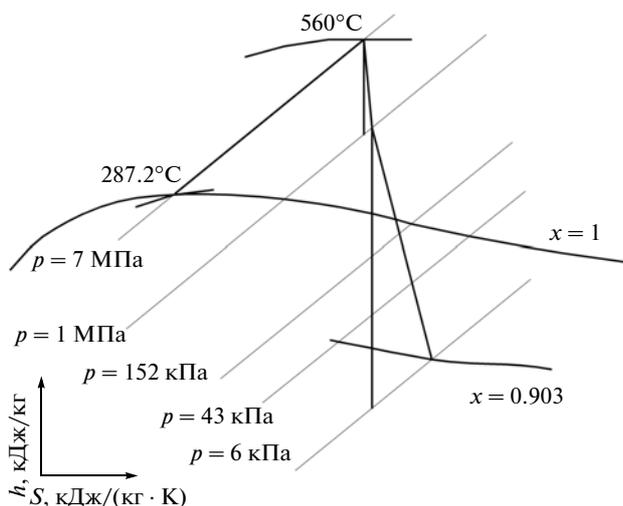


Рис. 4. Процесс расширения пара в проточной части турбины К-190-6.7

пературе наружного воздуха $t_{н.в} = 15^\circ\text{C}$ составила $N_3 = 187.6$ МВт (паровой турбине присвоена маркировка К-190-6.7). В итоге общая мощность ПГУ, которой присвоена маркировка ПГУ-330-ЯР, составляет $N_3 = 328.1$ МВт. При этом получено значение электрического КПД брутто $\eta_3^{бр} = 45.39\%$. Двухцилиндровая паровая турбина состоит из совмещенного цилиндра высокого и среднего давлений и цилиндра низкого давления с рабочей лопаткой последней ступени длиной 960 мм. Процесс расширения пара в проточной части турбины показан на рис. 4.

В таблице приведены показатели мощности и КПД ПГУ-330-ЯР в зависимости от соотношения мощностей газотурбинных установок № 1 и 2. Речь идет о показателях ПГУ в условиях реализации частичных нагрузок ГТУ вплоть до режима эксплуатации, когда одна из них (ГТУ № 1) работает при 50%-ной мощности, а вторая (ГТУ № 2) оста-

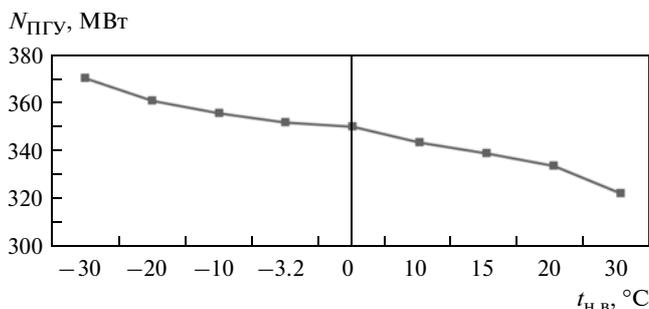


Рис. 5. Зависимость электрической мощности ПГУ-330-ЯР от температуры наружного воздуха

новлена. Для этих условий общая электрическая мощность ПГУ-330-ЯР изменяется от 328.1 до 177.6 МВт, а ее КПД – от 45.39 до 35.35%.

Результаты расчетов ПГУ-330-ЯР при различных режимах эксплуатации газотурбинных установок GE 6101FA в зависимости от температуры наружного воздуха приведены на рис. 5. В диапазоне $t_{н.в}$ от -30 до 30°C изменение мощности составляет около 45 МВт.

Авторами статьи были выполнены расчеты представленной на рис. 3 тепловой схемы ПГУ с температурой питательной воды $t_{п.в} = 240^\circ\text{C}$ перед реактором СВБР-100 (после экономайзерной секции КУ). Для этого потребовалось использовать ГТУ GE 6111FA единичной мощностью 72 МВт (их КПД при условии выполнения ГОСТ Р 52200-2004 равен 34.97%). В итоге общая мощность ПГУ составила $N_3 = 339.1$ МВт, а КПД брутто $\eta_3^{бр} = 46.23\%$.

Следует отметить, что для реализации ПГУ и ГТУ в схеме АЭС существуют ограничения, связанные с пожаробезопасностью, нормы для которой потребуют соответствующей коррекции. Могут возникать ограничения и при экономическом обосновании эффективности проектов с применением комбинированных циклов в энергоблоках АЭС, в том числе из-за высокой нормы дисконти-

Показатели мощности и КПД ПГУ-330-ЯР в зависимости от уровня мощности газотурбинных установок GE 6101FA при $t_{н.в} = 15^\circ\text{C}$ (условия ГОСТ Р 52200-2004)

Показатель	Доли в реализации мощностей газотурбинными установками ($N_{ГТУ \text{ № } 1} / N_{ГТУ \text{ № } 2}$, %/%)					
	100/100	100/75	100/50	100/0	75/0	50/0
Соотношение мощностей газотурбинных установок $N_{ГТУ \text{ № } 1} / N_{ГТУ \text{ № } 2}$, МВт/МВт	70.2/70.2	70.2/52.7	70.2/35.1	70.2/0	52.7/0	35.1/0
Соотношение КПД газотурбинных установок $\eta_{ГТУ \text{ № } 1} / \eta_{ГТУ \text{ № } 2}$, %/%	34.16/34.16	34.16/30.43	34.16/25.96	34.16	30.43	25.96
Электрическая мощность паротурбинной установки $N_{ПГУ}$, МВт	187.6	187.6	185.4	153.5	151.8	142.5
Мощность ПГУ $N_{ПГУ}$, МВт	328.1	310.5	290.7	218.3	204.5	177.6
КПД ПГУ $\eta_{ПГУ}$, %	45.39	44.98	43.61	39.8	38.03	35.35

рования в атомной энергетике, проблем формирования тарифов на электроэнергию и диспетчерских ограничений при эксплуатации энергоблоков. Вместе с тем авторы данной статьи уверены, что для использования парогазовых технологий в атомной энергетике уже сегодня в России имеются соответствующие возможности и научный потенциал. И в отличие от российской теплоэнергетики, в которой в свое время мы не стали лидерами по реализации парогазовых технологий, атомная энергетика России может стать передовой в области разработки энергоблоков с ПГУ среди развитых стран мирового сообщества.

Выводы

1. Результаты расчетов, приведенные в настоящей работе, показали, что применение парогазовой технологии в энергоблоке с ядерным реактором СВБР-100 позволяет получить электрическую мощность около 330 МВт с КПД на уровне 45%.

2. По мнению авторов статьи, атомная энергетика России может и должна стать одним из лидеров в реализации парогазовых технологий в схемах энергоблоков с ядерными реакторами малой и средней мощности.

Список литературы

1. Зродников А.В., Тошинский Г.И., Степанов В.С. Конверсия свинцово-висмутовой реакторной технологии: от реакторов АПЛ к энергетическим ре-

акторам и пути повышения инвестиционной привлекательности ядерной энергетики на базе быстрых реакторов: Докл. на междунар. конф. МАГАТЭ Fifty years of nuclear power – the next fifty years. Обнинск, 2004.

2. Модульные многоцелевые свинцово-висмутовые быстрые реакторы для ядерной энергетики / А.В. Зродников, Г.И. Тошинский, О.Г. Григорьев, Ю.Г. Драгунов, В.С. Степанов, Н.Н. Климов, И.И. Копытов, В.Н. Крушельницкий, А.А. Грудяков // Теплоэнергетика. 2005. № 1. С. 16–24.
3. Кузнецов Ю.Н., Хрилев Л.С., Браилов В.П. Технико-экономические основы и направления развития атомной теплофикации // Теплоэнергетика. 2008. № 11. С. 14–25.
4. Курский А.С., Калыгин В.В. Эффективность атомной теплофикации // Энергетическая политика. 2013. № 4. С. 48–57.
5. Цанев С.В., Белозеров С.Н. К использованию парогазовых схем для паротурбинных установок на насыщенном водяном паре // Изв. вузов. Энергетика. 1988. № 12. С. 70–74.
6. Новикова З.Ю. Повышение системной эффективности энергокомплексов на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Саратов: Саратов. гос. техн. ун-т, 2013.
7. Новикова З.Ю., Хрусталева В.А. Эффективность вытеснения ПВД в схеме ПГУ на базе АЭС // Изв. вузов. Проблемы энергетики. 2012. № 9. С. 69–77.
8. Darwish M.A., Al Awadhi F.M., Bin Amer A.O. Combining the nuclear power plant steam cycle with gas turbines // Energy. 2010. № 35. P. 4562–4571.