

ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ***Касилов Валерий Федорович***

канд. техн. наук, доцент

Низовой Андрей Викторович

студент

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский

университет «МЭИ»

г. Москва

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
В ЭНЕРГОБЛОКАХ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Аннотация: в работе показана перспектива применения парогазовых установок (ПГУ) в энергоблоках с ядерными реакторами (ЯР) малой и средней мощностей. Приведены примеры формирования и расчета тепловых схем турбоустановок энергоблока на основе применения реактора СВБР-100, котла-утилизатора (КУ), газотурбинных установок (ГТУ) GE 6101FA и паровых турбин с максимальной мощностью 190 МВт. При этом в котле-утилизаторе генерируется перегретый пар с температурой 560°C, что позволяет исключить из тепловой схемы турбоустановки сепаратор-пароперегреватель (СПП). Получено значение КПД ПГУ с реактором СВБР-100 на конденсационном режиме эксплуатации 45,9%, что на 10% выше, чем для энергоблоков большинства АЭС, спроектированных на основе применения классических тепловых схем.

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

В последние десятилетия атомная энергетика развивалась на основе применения ядерных реакторов больших мощностей – от 500 до 1200 МВт. При этом в

энергоблоках современных атомных электростанций РФ используются водо-водяные энергетические реакторы (например, ВВЭР-1000, ВВЭР-1200), а ранее – реакторы большой мощности канальные (например, РБМК-1000). Данные реакторы, как и другие по тепловой мощности, генерируют для турбоустановок насыщенный пар низкого давления, что предопределяет расширение в проточной части их паровых турбин влажного пара. В этой связи появляется необходимость его промежуточной сепарации от влаги и подогрева, для чего устанавливаются дорогостоящие сепараторы-пароперегреватели. В условиях использования термодинамического цикла с насыщенным паром КПД энергоблоков АЭС составляет около 35–37%, что заставляет искать кардинальные решения для его роста. В свое время такие решения были разработаны и активно внедрены в теплоэнергетике. Речь идет о применении в энергоблоках тепловых электростанций (ТЭС) парогазовых установок (ПГУ), что позволило повысить КПД с уровня 40–42% до уровня 52–60%. Такой рост КПД обусловлен преимуществами комбинированного цикла в ПГУ (сочетание газо- и паротурбинных циклов) в сравнении с обычным термодинамическим циклом Ренкина, используемым в тепловых схемах большинства ТЭС и АЭС.

При использовании парогазовой технологии за счет теплоты высокотемпературных газов за газотурбинными установками (ГТУ) в котлах-утилизаторах реализуется пар с температурой более 520°C, что позволит отказаться от применения в турбоустановках энергоблоков АЭС СПП и выполнять проектирование турбины для условий расширения перегретого пара. Это существенно повышает не только экономичность энергоблока, но и его надежность. При этом следует 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 в испарительных модулях реактора, что соответствует требуемой мощности ГТУ около 1500 МВт. Применение ГТУ с меньшей мощностью обеспечивает перегрев свежего пара лишь до 30-40°C, а КПД брутто при

этом составляет около 36–39%. Известны различные схемы применения в АЭС газотурбинных установок, но большинство из них рассматривались для тепловых схем с реакторами большой мощности, например в [1; 2]. В [2] представлен парогазовый энергоблок на основе ядерного реактора AP600 фирмы Westinghouse, паровой турбины мощностью 1151.5 МВт и четырех газотурбинных установок V94.3A общей мощностью 972.5 МВт. В итоге мощность такой ПГУ составила $N_{э} = 2124$ МВт. В пароперегревательных секциях четырех котлов-утилизаторов осуществляется перегрев пара за парогенератором реактора AP600 до уровня, обеспечивающего температуру свежего пара перед турбиной $t_0 = 530^{\circ}\text{C}$. На основе расчетов получено, что применение парогазовой технологии позволило увеличить КПД такого энергоблока до 49.4%.

Понятно, что представленная ПГУ на основе реактора большой мощности требует огромных инвестиций. Но для АЭС с реакторами малой и средней мощностей (до 300–400 МВт) подобные решения вполне осуществимы и позволят обеспечить значимые эффекты по экономичности и мощности [3]. Для реализации в энергетике РФ перспективным является модульный реактор СВБР-100 на быстрых нейтронах [4], спроектированный для работы с жидкометаллическим теплоносителем – эвтектическим сплавом свинец-висмут. Технология такого реактора отработана на атомных подводных лодках России, а проект СВБР-100 в значительной мере отвечает требованиям, предъявляемым к ядерным энергетическим установкам. Благодаря высокому уровню безопасности строительство АЭС с СВБР-100 возможно вблизи населенных пунктов, что позволит использовать такие энергоблоки для целей их централизованного теплоснабжения. По оценкам Международного агентства по атомной энергии, потребность в реакторах малой и средней мощности до 2040 г. в мире составит от 500 до 1000 ед. В настоящее время выполняются работы по созданию опытно-промышленного энергоблока АЭС с СВБР-100 (г. Димитровград), тепловая мощность которого $Q_p = 280$ МВт, а электрическая мощность энергоблока составляет около 100 МВт. Авторами данной статьи были рассчитаны несколько вариантов тепловых схем

с представленным реактором, включая и для парогазовых энергоблоков. Исходная схема, выполненная по классической схеме при генерации в реакторе насыщенного пара с давлением перед турбиной 6.7 МПа, представлена на рис. 1. Ее расчеты показали возможность реализации электрической мощности $N_{\text{Э}}^{\text{бр}} = 98.9$ МВт с КПД турбоустановки $\eta_{\text{Э}}^{\text{бр}} = 35.5\%$.

Пример тепловой схемы теплофикационного парогазового энергоблока с реактором СВБР-100 представлен на рис. 2. Она построена на основе применения двух газотурбинных установок GE 6101FA (температура газов на выходе из ГТУ 595оС), котла-утилизатора и двухцилиндровой паровой турбины с перегретым на входе паром.

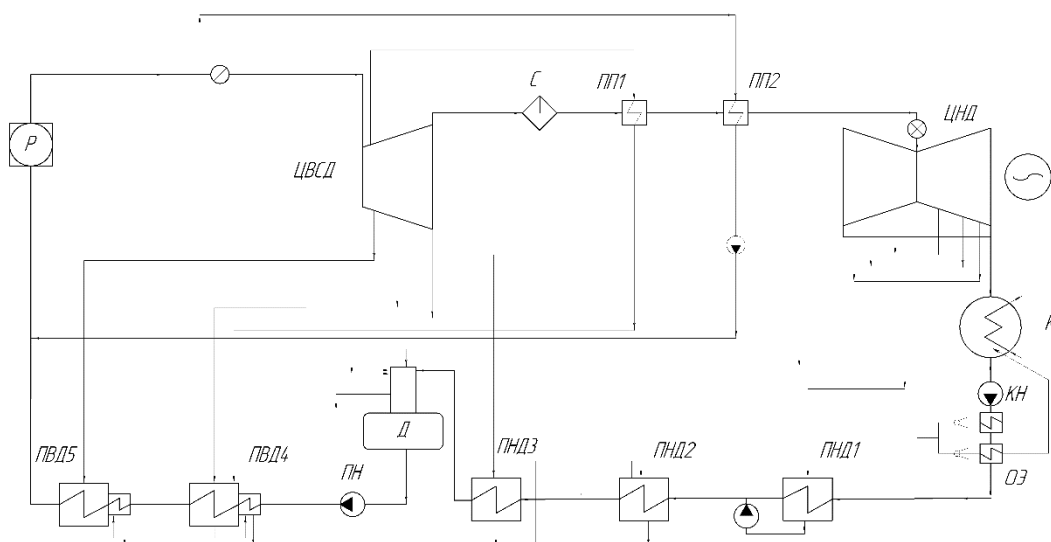


Рис. 1. Тепловая схема энергоблока с реактором СВБР-100 и паротурбинной установкой мощностью $N_{\text{Э}} = 98.9$ МВт: Р – ядерный реактор СВБР-100; ЦВСД – совмещенный цилиндр высокого и среднего давлений паровой турбины; С – сепаратор влаги; ПП1 и ПП2 – пароперегревательные секции СПП; ЦНД – цилиндр низкого давления паровой турбины; К – конденсатор; КН – конденсатный насос; ОЭ – охладители эжекторов; ПНД 1-3 – подогреватели низкого давления; Д – деаэратор; ПН – питательный насос; ПВД 4-5 – подогреватели высокого давления

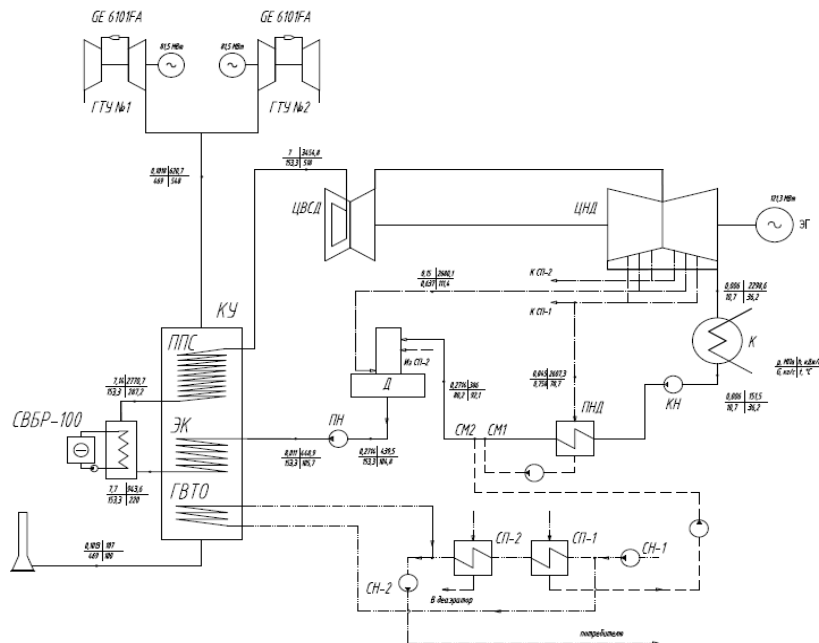


Рис. 2. Тепловая схема парогазовой установки ПГУ-Т-320-ЯР с использованием ядерного реактора СВБР-100: ГТУ – газотурбинная установка; КУ – котел-утилизатор; ППС – пароперегревательная секция; ЭС – экономайзерная секция; ГВТО – газо-водяной теплообменник; ЦВСД – цилиндр высокого и среднего давлений; ЦНД – цилиндр низкого давления; ЭГ – электрогенератор; К – конденсатор; ПНД – подогреватель низкого давления; Д – деаэратор; ПН – питательный насос; СП – подогреватели сетевой воды; СН – сетевые насосы

Регенеративная установка сформирована из подогревателя низкого давления (ПНД) и деаэратора (Д). Перед реактором подогрев питательной воды осуществляется в экономайзерной секции КУ. В пароперегревательной секция (ППС) котла-утилизатора насыщенный пар после реактора перегревается до температуры 560°C при давлении 7.0 МПа (давление свежего пара перед турбиной 6.7 МПа). Теплофикационная установка выполнена на основе двухступенчатой схемы подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях (СП-1 и СП-2 на рис. 2). Обеспечение температуры уходящих из котла-утилизатора на уровне не ниже 100°C в различных по температуре наружного воздуха и мощности ПГУ режимах ее эксплуатации осуществляется с помощью газо-водяного теплообменника (ГВТО).

Результаты расчета для конденсационного режима эксплуатации (давление в конденсаторе $p_k = 6$ кПа) представленного энергоблока, которому присвоена маркировка ПГУ-Т-320-ЯР, следующие: при расходе свежего пара в турбину 153.3 кг/с электрическая мощность паротурбинной установки составила $N_{Э,ПГУ} = 176.3$ МВт, а всей ПГУ $N_{Э,ПГУ} = 316.5$ МВт. При абсолютном электрическом КПД ПГУ 38.1% получено значение КПД энергоблока 45.9%, что на 10% выше результата расчета предыдущей тепловой схемы (рис. 1).

Расчет теплофикационного режима ПГУ-Т-320-ЯР выполнен для температуры наружного воздуха $t_{нв} = -25^\circ\text{C}$ с температурным графиком для сетевых подогревателей 110/70 $^\circ\text{C}$ при тепловой мощности теплофикационной установки $Q_T = 329.8$ МВт. При расходе свежего пара в турбину 153.3 кг/с и расходе пара в сетевые подогреватели 137.15 кг/с электрическая мощность ПГУ составила $N_{Э,ПГУ} = 121.3$ МВт, а всей ПГУ $N_{Э,ПГУ} = 284.3$ МВт. Получено значение коэффициента использования топлива (КИТ) 78.9%.

В заключение следует отметить, что в России с большими запасами природного газа, который объективно дешевле, чем в Европе, использование парогазовых технологий в энергетике экономически выгодно. При средней стоимости одного киловатта мощности сооружаемой парогазовой станции в пределах 1000 долл. США сократится и стоимость АЭС с ее использованием (для обычной АЭС она составляет примерно 3200 долл. США).

Выводы

1. По мнению авторов статьи использование парогазовых технологий с ядерными реакторами малой и средней мощностей, обладающих высокой экономической и инвестиционной эффективностью, в атомной энергетике России имеет большую перспективу.

2. Результаты расчетов тепловой схемы ПГУ с реактором СВБР-100 показали возможность реализации электрической мощности около 320 МВт с КПД выше 45% в конденсационном режиме эксплуатации, а в теплофикационном режиме $N_{Э,ПГУ} = 284.3$ МВт. Подобные схемы ПГУ возможны для реализации и с другими типами ядерных реакторов малой и средней мощностей.

Научные исследования: от теории к практике

Список литературы

1. Цанев С.В. К использованию парогазовых схем для паротурбинных установок на насыщенном водяном паре / С.В. Цанев, С.Н. Белозеров // Изв. вузов. Энергетика. – 1988. – №12. – С. 70–74.
2. Darwish M.A. Combining the nuclear power plant steam cycle with gas turbines / M.A. Darwish, F.M. Al Awadhi, A.O. Bin Amer // Energy. – 2010. – №35. – P. 4562–4571.
3. Касилов В.Ф. Эффективность использования парогазовой технологии в энергоблоке АЭС с ядерным реактором СВБР-100 / В.Ф. Касилов, А.А. Дудолин, И.В. Господченков // Теплоэнергетика. – 2015. – №5. – С. 14–20.
4. 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. Грудаков // Теплоэнергетика. – 2005. – №1. – С. 16–24.