

УДК 621.039

## Эффективность применения парогазовых технологий на АЭС с турбинами насыщенного пара

А.Г. Ильченко, С.Г. Андрианов, М.А. Бугров  
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
г. Иваново, Российская Федерация  
E-mail: agi@aes.ispu.ru

### Авторское резюме

**Состояние вопроса:** Повышение удельного веса атомных станций в энергобалансе страны требует самого пристального внимания к выбору рациональных способов покрытия переменной части графиков электрических нагрузок. Атомные станции по ряду причин эксплуатируются только в базовой части графиков электрических нагрузок. Одним из способов повышения экономичности и маневренности АЭС является комбинирование АЭС с турбинами насыщенного пара и газотурбинных установок. Этому направлению в последнее время уделяется достаточно большое внимание как в России, так и за рубежом. В связи с этим выбор оптимальных способов комбинирования АЭС и ГТУ является весьма важной и актуальной задачей.

**Материалы и методы:** При проведении исследований использован метод расчетного анализа тепловой и общей экономичности различных способов комбинирования АЭС с турбинами насыщенного пара и газотурбинных установок.

**Результаты:** Рассмотрены схемы комбинированных парогазовых установок на базе АЭС с реакторами ВВЭР и турбинами насыщенного пара. Проведены расчеты их тепловой экономичности и определены технико-экономические показатели. Показана эффективность комбинирования газотурбинных установок и энергоблоков АЭС с ВВЭР для получения пиковой электроэнергии.

**Выводы:** Использование полученных результатов позволит повысить эффективность атомных энергоблоков с реакторами ВВЭР и турбинами насыщенного пара.

**Ключевые слова:** атомные электрические станции, турбина насыщенного пара, промежуточный перегрев, газотурбинная установка, котлы-утилизаторы, эффективность атомных энергоблоков, способы комбинирования.

## Steam and gas technologies efficiency in nuclear power plant turbines with saturated steam

A.G. Ilchenko, S.G. Andrianov, M.A. Bugrov  
Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation  
E-mail: agi@aes.ispu.ru

### Abstract

**Background:** Increasing the share of nuclear power plants (NPP) in the country's energy balance requires most careful attention to choosing rational ways of electrical load provision for the variable part of load graphs. For a number of reasons, nuclear power plants are only operated at base-load capacity. One way to improve the NPP efficiency and flexibility is to combine nuclear power plants with saturated steam turbines and gas-turbine units (NTU). This direction has recently received a lot of attention both in Russia and abroad. Therefore, the choice of optimal ways to combine gas turbines and nuclear power plants is currently an important and urgent problem.

**Materials and Methods:** The study was conducted by the method of design analysis of thermal and total efficiency of various ways of combining NPP turbines with saturated steam and gas turbines.

**Results:** The study focused on the schemes of combined steam and gas plants consisting of NPP with water-cooled reactors and saturated steam turbines. Calculations were made to assess their thermal efficiency and technical and economic indicators. The study proved the efficiency of combining gas turbines and nuclear power units with water-cooled reactors for peak power provision.

**Conclusion:** The use of the obtained results will increase the efficiency of nuclear power plants with water-cooled reactors and saturated steam turbines.

**Key words:** nuclear power plants, saturated steam turbine, reheating, gas turbine, efficiency.

**DOI:** 10.17588/2072-2672.2015.5.011-016

Тенденция к повышению удельного веса ядерного горючего в топливном балансе России требует увеличения доли маневренных энергоустановок в общей структуре генерирующих мощностей. Это может привести к необходимости эксплуатации атомных электростанций в переменном режиме, что недопустимо. Известно, что АЭС экономически наиболее целесооб-

разно использовать в базовой части графика нагрузки. Кроме того, в техническом отношении они менее приспособлены к работе в переменном режиме. Создание специализированных АЭС требует разработки маневренного оборудования первого контура, эффективной и надежной системы регулирования, специальных топливных композиций и др.

Попытки обоснования привлечения АЭС к регулированию частоты в энергосистеме при сохранении базового режима работы реакторной установки (РУ) предпринимались и ранее. Здесь можно отметить работы, посвященные тепловому аккумулярованию, например [1, 2]. В них показано, что, несмотря на потери энергии в процессе аккумулярования и преобразования энергии, стоимость вырабатываемой пиковой электроэнергии на АЭС с ВВЭР-1000 и аккумуляторами тепла оказывалась ниже, чем на специализированной пиковой ГТУ. Однако предлагаемые решения для реализации требуют довольно больших дополнительных капитальных затрат в систему аккумулярования тепловой энергии.

Следует заметить, что со времени выполнения этих работ мировое газотурбостроение сделало колоссальный скачок вперед как с точки зрения тепловой экономичности, так и с точки зрения надежности. Так, КПД современных газотурбинных установок достигает значений 35–38 % и выше, назначенный ресурс до капитального ремонта для ГТУ SiemensGT10B составляет 40000 часов, а полный ресурс – 160000 часов. При этом допускается до 200 пусков в год.

Одним из перспективных направлений в решении проблемы повышения маневренности АЭС является комбинирование газотурбинной установки с энергоблоками АЭС. ГТУ обладают высокой маневренностью, поэтому их выгодно использовать для пиковых потребителей энергии.

Имеющийся положительный опыт совмещения газового и парового циклов на ТЭС с утилизацией теплоты уходящих газов ГТУ в тепловой схеме паровой турбины показывает обоснованность таких разработок. Включение в работу газовой турбины параллельно с паровой будет способствовать не только получению дополнительной мощности на АЭС, но и увеличению тепловой экономичности всего энергоблока.

Отметим следующие преимущества комбинированной установки:

- возможность участия в маневренных режимах за счет ГТУ (реакторная установка в это время работает с постоянной мощностью);
- увеличение отпуска электроэнергии в период осенне-зимнего пика потребления за счет увеличения мощности ГТУ при понижении температуры окружающего воздуха, а также дополнительно вырабатываемой мощности влажнопаровой турбины при вытеснении греющего пара отборов;
- повышение надежности электроснабжения собственных нужд АЭС, так как при такой схеме работы может быть предусмотрено дополнительное аварийное электроснабжение ответственных потребителей от ГТУ.

В настоящее время известны различные установки с комбинированием энергоблока АЭС и ГТУ, основанные на вытеснении теплотой отработавшего рабочего тела ГТУ различных потоков теплоносителя в схеме турбоустановки АЭС. Так, в [3] описаны установки с подключением двух ГТУ типа ГТЭ-130-850 к АЭС с реакторной установкой ВВЭР-1000 и турбиной К-1000-60/1500 или К-1000-60/3000. Известны и другие схемы парогазовых установок с комбинированием АЭС и ГТУ, например предложенные в Саратовском государственном техническом университете им. Ю.А. Гагарина и в Московском энергетическом институте [4–8].

Нами проведен технико-экономический анализ некоторых способов комбинирования ГТУ с основными серийными турбинами АЭС – К-1000-60/3000, К-500-65/3000 и К-220-44/3000. Рассмотрены следующие способы утилизации тепла выхлопных газов:

- схема с промежуточным газовым перегревом пара (ГПП);
- схема с подогревом питательной воды (или ее части) в газо-водяном теплообменнике (ГВП);
- схема с котлом-утилизатором (КУ).

Ниже представлены результаты анализа комбинированных схем для основных серийных турбин АЭС (К-1000-60/3000, К-500-65/3000 и К-220-44/3000).

**Схема с промежуточным газовым перегревом пара.** В типовых схемах влажнопаровых турбин АЭС промежуточный перегрев пара осуществляется в специальном аппарате – сепараторе-пароперегревателе (СПП). Греющий пар на СПП поступает из отбора турбины и (или) из трубопровода свежего пара.

В рассматриваемой схеме (рис. 1) промежуточный перегрев пара до номинальной температуры осуществляется в газопаровом перегревателе при закрытом отборе пара на СПП (схема с ГПП). При перегреве пара до температур выше номинальной (схема ПП+ГПП) штатный СПП может находиться в работе, а также может быть отключен по греющему пару.

Схема с газопаровым перегревом позволяет увеличить температуру пара перед цилиндром низкого давления (ЦНД) паровой турбины до 350 °С и выше. При этом тепловой перепад ЦНД увеличивается, а его мощность возрастает. Влажность пара на выходе из цилиндра уменьшается, что продлевает ресурс работы лопаточного аппарата, а также повышает его внутренний относительный КПД. Такая компоновка позволяет получить наибольший прирост мощности ПТУ (1133 МВт для турбоустановки К-1000-60/3000). Недостаток этой схемы – высокая температура газа за ГПП, что не позволяет полностью использовать энергию уходящего газа. Устранить его

может установка газовой водяного теплообменника за ГПП по ходу газа.

В табл. 1 приведены основные характеристики ГТУ, предлагаемые к установке для совместной работы при различных схемах включения: только газовый перегрев (ГПП) или комбинация паропарового и газового перегрева (ПП + ГПП). Последняя схема применялась при повышенных температурах промежуточно перегрева. При выборе оборудования учитывались такие параметры, как мощность, эко-

номичность, расход и температура выхлопных газов. Для каждой конкретной ПТУ и в зависимости от схемы комбинирования выбиралась наиболее подходящая по характеристикам ГТУ. Предпочтение отдавалось турбинам производства ближнего зарубежья и России: таких фирм, как ОАО «Турбоатом» и НПО «Сатурн». Исключение составили ГТУ AnsaldoV94.2K и AlstomGT26, не имеющие российских аналогов по своим характеристикам.

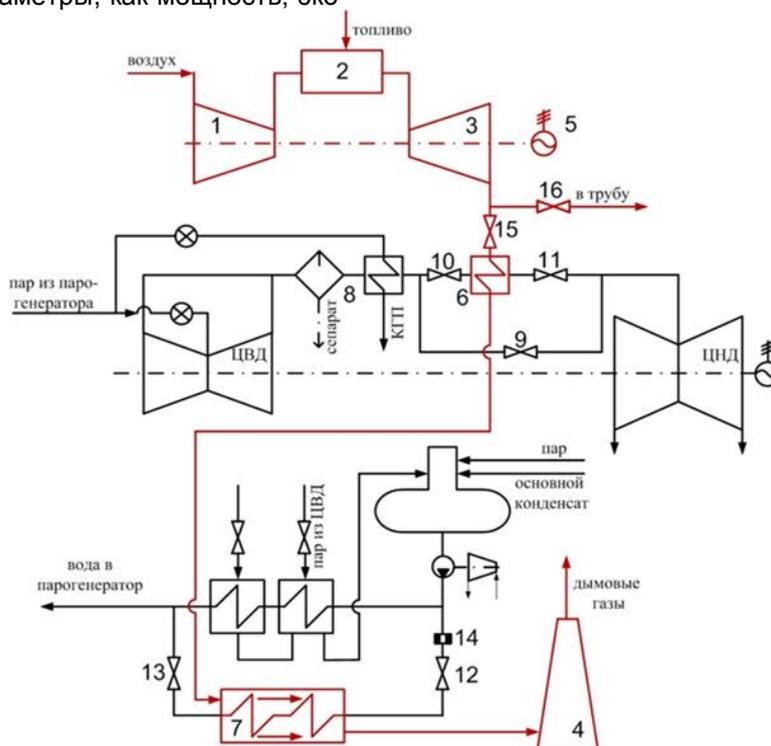


Рис. 1. Схема ПГУ АЭС с газопаровым перегревателем (ГПП) и газовой водяным подогревателем (ГВП): 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – дымовая труба; 5 – генератор ГТУ; 6 – газопаровый перегреватель; 7 – газовой водяной подогреватель; 8 – СПП; 9–13, 15, 16 – отключающая арматура; 14 – дроссельное устройство

Таблица 1. Характеристики выбранного газотурбинного оборудования

Характеристики ГТУ	К-1000-60/3000		К-500-65/3000		К-220-44/3000	
	ГПП	ПП+ГПП	ГПП	ПП+ГПП	ГПП (240/350°C)	ПП+ГПП
Тип ГТУ	Ansaldo V94.2K	Alstom GT26	ГТЭ-110	ГТЭ-160	ГТЭ-45-3М/ГТЭ-110	ГТЭ-45-3М
Электрическая мощность ГТУ, МВт	186,1	271,6	110	160	56,9/110	56,9
Расход газа на ГТ, кг/с	540,0	654	362	509	173/362	173
Температура газа перед турбиной, °С	1060	1290	1210	1075	1275/1210	1275
Температура газа за ГТУ, °С	545	616	517	537	545/517	545
КПД ГТУ, %	36,5	38,0	34,5	34,4	34,7/34,5	34,7

Для организации парогазового цикла на базе турбоустановки К-1000-60/3000 при включении СПП по штатной схеме может быть применена отечественная газовая турбина ГТЭ-45-3М. В этом случае дополнительный перегрев пара осуществляется в газопаровом перегревателе, т. е. реализуется схема ПП + ГПП. Мощность выхлопных газов достаточно, чтобы поднять температуру перед ЦНД с 250 до 275 °С. Даль-

нейшее охлаждение газа осуществляется в ГВП. В ГВП температура газа будет снижаться до приемлемого уровня ( $t_{х.г.} \approx 190^\circ\text{C}$ ). Так как тепловая мощность, утилизируемая в ГВП, небольшая, то передача тепла осуществляется только части питательной воды, расход которой регулируется установкой дроссельной шайбы перед ГВП (рис. 1), т. е. ГВП подключается по

питательной воде параллельно группе ПВД турбины.

При расходе питательной воды через подогреватель около 500 т/ч расход воды через ПВД снижается на 9,3 %, что приводит к дополнительному росту мощности турбоустановки. Мощность паровой турбины в режиме совместной работы составляет 1048 МВт, что на 35,5 МВт больше, чем в базовом режиме.

В зимнем режиме работы (при температуре наружного воздуха  $t_{н.в.} = -10$  °С) мощность газовой турбины за счет увеличения массового расхода более холодного воздуха увеличивается с 56,9 до 70 МВт. Тогда суммарная мощность ПГУ АЭС составит

$$N_{\Sigma} = N_{ПТ} + N_{ГТ} = 1048 + 70 = 1118 \text{ МВт (зима)}$$

и

$$N_{\Sigma} = N_{ПТ} + N_{ГТ} = 1048 + 56,9 = 1104,9 \text{ МВт (лето)}.$$

Соответственно, электрический КПД ПГУ достигает 34,64 % (зима) и 34,54 % (лето).

В то же время в конденсационном режиме при отдельной работе (без ГТУ) электрическая мощность энергоблока АЭС с турбиной К-1000-60/3000 составляет 1012,5 МВт, что соответствует значению КПД турбоустановки по выработке электроэнергии 33,75 %.

С точки зрения величины получаемой пиковой мощности предпочтительнее установка более мощных газовых турбин (например, AlstomGT 26 или MitsubishiM701F4), что позволит полностью вытеснить регенеративные отборы на ПВД. Однако в условиях современного российского рынка электроэнергии выработка такого количества пиковой мощности может оказаться не востребовавшейся.

**Схема с подогревом питательной воды (или ее части) в газовой теплообменнике (ГВП).** Такая схема с полным вытеснением регенеративных отборов паровой турбины позволяет значительно снизить температуру уходящих газов, что существенно уменьшает потери теплоты в окружающую среду в газотурбинном цикле. Однако при этом ухудшается тепловая экономичность паротурбинного цикла за счет ограничения регенеративного подогрева в ПТУ.

Поэтому куммулятивный эффект от подобного решения зависит в значительной мере от соотношения количества теплоты, подводимого к паровой и газовой частям комбинированного цикла ПГУ АЭС. В частности, этот тезис подтверждается результатами расчетов для блока с ВВЭР-1000, приведенных в [9].

Как показали проведенные расчеты, варианты только с замещением регенеративных отборов паровой турбины теплотой выхлопных газов ГТУ имеют меньшую эффективность, чем с вытеснением паро-парового перегрева. Поэтому они в дальнейшем не рассматривались.

Как показано выше, более рациональными являются комбинированные схемы с применением газопарового перегрева и частичным вытеснением регенерации высокого давления. Такие схемы являются достаточно гибкими и не так критичны к выбору типоразмера газовых турбин.

Схемы с газопаровым перегревом до номинальных температур (при отключении отборов пара на СПП) являются весьма эффективными для работы в пиковом режиме, поскольку дополнительная мощность энергоблока вырабатывается не только ГТУ, но также вытесняемым паром отборов на СПП.

С точки зрения получения высокой тепловой экономичности более выгодным является промежуточный перегрев в ГПП до температур 350 °С и выше.

Так, при использовании двух ГТУ AlstomGT13E2 и температуре промежуточного перегрева 350 °С наибольшая мощность блока с ПТУ К-1000-60/3000 достигает 1535 МВт при значении электрического КПД около 38,3 %. Недостаток этой схемы – высокая температура газа за ГПП. Дополнительное его охлаждение может быть осуществлено в газо-водяном теплообменнике (ГВП), включенном в тракт питательной воды или основного конденсата паровой турбины. Однако в этом случае экономичность паротурбинной установки снижается из-за ограничения собственной регенерации. Но для установок, работающих в пиковом режиме, этот фактор является несущественным.

Отметим, что использование вариантов с повышенной температурой перегрева для получения пиковой мощности снижает надежность работы ПТУ, так как при пуске и останове ГТУ могут возникать значительные температурные напряжения. Поэтому представляется перспективным применение таких схем (с повышенной температурой перегрева) для работы в базовом режиме. Однако в этом случае необходимо учитывать фактор надежности. Кроме того, для базисных установок должны применяться решения, имеющие более высокие показатели тепловой экономичности, нежели те, которые имеют установки для работы в маневренном режиме.

Тепловой расчет газопарового перегревателя, произведенный для температуры пара перед ЦНД 275 °С, позволил оценить площадь его поверхности из гладких труб из нержавеющей стали для варианта с ГТЭ-45-3М – 13900 м<sup>2</sup> (на 4 корпуса). Это примерно в два раза больше, чем суммарная теплообменная поверхность четырех СПП-1000-1 (6500 м<sup>2</sup>). Площадь теплообменной поверхности ГВП из оребренных труб (при расходе питательной воды через него 500 т/ч) равна 7830 м<sup>2</sup>. Произведенные оценки стоимости ГПП и ГВП дали соответственно значения 140 млн руб. (ГПП) и 86 млн руб. (ГВП).

Проведенные расчеты также показали, что себестоимость получения пиковой электроэнергии на парогазовой АЭС с ПТУ К-1000-60/3000 при годовой продолжительности работы ГТУ на базе газовой турбины ГТЭ-45-3М 2400 ч и цене природного газа 1000 руб/нм<sup>3</sup> не превышает 1 руб. 10 коп. за 1 кВт·ч. В то же время себестоимость электроэнергии, получаемой на специализированной ГТУ с КПД по выработке электроэнергии на уровне 35 % и значением удельных капитальных затрат  $k_{уд} = 9000$  руб/кВт, значительно выше (примерно 1,68 руб/кВт·ч).

#### Схема с котлом-утилизатором (КУ).

Следует отметить, что использование газового перегрева пара или газового подогрева питательной воды в случае реконструкции дейст-

вующих блоков АЭС сопряжено со значительными трудностями, связанными с необходимостью компоновки газотурбинного оборудования и газопаровых (газоводяных) теплообменников в машинном зале станции. В случае размещения ГТУ в отдельном здании возникает необходимость компоновки трубопроводов большого поперечного сечения (подвод и отвод газового теплоносителя к ГПП и ГВП), что может являться довольно затруднительным.

В этом случае более рациональным представляется применение схем с котлами-утилизаторами. Пар, вырабатываемый в КУ, замещает либо греющий пар СПП (рис. 2), либо греющий пар регенеративных подогревателей ПТУ.

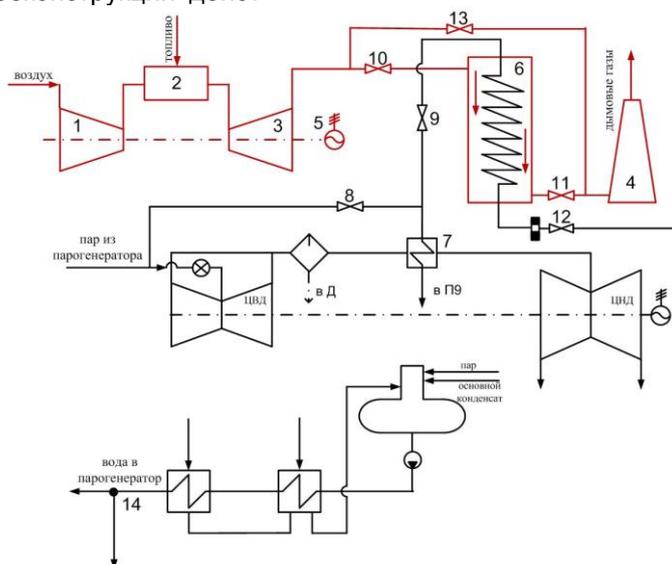


Рис. 2. Схема ПГУ АЭС с турбиной К-1000-60/3000 и котлом-утилизатором: 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина; 4 – дымовая труба; 5 – генератор ГТУ; 6 – котел-утилизатор (КУ); 7 – паропаровой перегреватель СПП; 8–13 – отключающая арматура; 14 – отбор питательной воды на КУ

В настоящее время на ПГУ на органическом топливе применяются котлы-утилизаторы не только одного, но также двух и трех давлений [10, 11]. Это позволяет создать достаточно гибкую схему ПГУ на базе энергоблока АЭС.

Главным преимуществом такого решения является то обстоятельство, что ГТУ вместе с КУ может размещаться в отдельном здании вне пределов главного корпуса. Трассировка же пароводяных коммуникаций относительно небольшого диаметра не должна встретить особых затруднений. Кроме того, работа паротурбинной установки АЭС не завязана жестко с работой ГТУ. В случае вынужденной остановки ГТУ подача греющего пара на СПП от КУ отключается, включается штатная схема подачи пара и ПТУ работает в штатном режиме. Поскольку надежность современных высокотемпературных ГТУ все-таки уступает надежности

современных энергоблоков с реакторами ВВЭР, этот момент является немаловажным доводом в пользу использования КУ в схемах ПГУ АЭС. Если в КУ осуществлять генерацию пара при давлении 12–14 МПа, то температура промежуточного перегрева может быть повышена до 310–320 °С, с соответствующим повышением тепловой экономичности.

Ниже (табл. 2) представлены результаты расчетов основных показателей работы ПГУ АЭС для рассматриваемых вариантов схем и типов ПТУ. Параметры работы газотурбинного оборудования соответствуют температуре наружного воздуха 15 °С (стандартные условия ISO). Температура пара перед ЦНД в схемах ПП+ГПП равна 350 °С. Показатели мощности и экономичности турбоустановки К-220-44/3000 для схемы с ГПП приведены для температур 240 и 350 °С.

Таблица 2. Основные параметры работы ПГУ

Схема ПГУ	Тип и мощность применяемой ГТУ, МВт			Суммарная мощность ПГУ, МВт			КПД ПГУ, %		
	K-1000	K-500	K-220	K-1000	K-500	K-220	K-1000	K-500	K-220
Схема с ГПП	Ansaldo V94.2K 186,1	ГТЭ-110 110	ГТЭ-45-3М/ГТЭ-110 56,9/110	1275,1	654,5	297,3/ 377,4	36,33	37,52	33,86/ 38,20
Схема ПП+ГПП	Alstom GT26 271,6	ГТЭ-110 110	ГТЭ-45-3М 56,9	1404,6	658,5	304,2	37,81	37,75	34,77
Схема с ГВП	Mitsubishi M701F4 312,1	–	ГТЭ-110 110	1411,1	–	358,7	37,23	–	36,53
Схема с КУ	GEMS9001FA 255,6	ГТЭ-160 157	ГТЭ-45-3М 56,9	1354,6	708,5	300,7	36,68	37,80	34,50

### Заключение

Применение парогазовых технологий на АЭС позволит добиться не только увеличения мощности и маневренности станции, но и повышения ее экономичности.

Себестоимость вырабатываемой на ПГУ АЭС пиковой электроэнергии существенно ниже, чем на специализированных ГТУ.

Схема комбинирования ГТУ и ПТУ АЭС, характеристики теплообменного оборудования и технико-экономические показатели ПГУ существенно зависят от выбранных типоразмеров и количества устанавливаемых совместно с ядерным энергоблоком газовых турбин.

При использовании ГТУ в пиковой части графика электрической нагрузки применение повышенных температур промперегрева нежелательно.

Для реконструируемых блоков целесообразным представляется использование схем с котлами-утилизаторами.

Значительный эксплуатационный ресурс современных газовых турбин (более 100 тыс. ч) позволяет отработать им полный нормативный срок эксплуатации без замены. Учитывая компактность и малую металлоемкость ГТУ, их применение совместно с ядерным энергоблоком выглядит весьма привлекательным.

### Список литературы

1. Маневренные АЭС с аккумуляторами тепла / В.М. Болдырев, М.Е. Воронков, Н.М. Синева, В.М. Чаховский // Атомная энергия. – 1981. – Т. 51. – Вып. 3. – С. 153–157.
2. Чаховский В.М. Аккумуляторы тепла на АЭС // Атомная энергия. – 1984. – Т. 56, вып. 6. – С. 389–396.
3. Нуждин В.Н., Просвирнов А.А. Союз атома и газа // Материалы инновационного форума Росатома, 2007 г. Центр «Атом-инновация». – М., 2007. – С. 28–33.
4. А.с. 941641 СССР. Парогазовая установка / В.Я. Рыжкин, С.В. Цанев, И.М. Чухин. – Оpubл. 1982, Бюл. № 25.
5. А.с. 1060798 СССР. Парогазовая установка / В.А. Хрусталева, О.И. Демидов, М.С. Доронин и др. – Оpubл. 1983, Бюл. № 46.
6. Сурков В.В. Комбинированная установка АЭС-ГТУ // Теплоэнергетика. – 1981. – № 10. – С. 5–58.
7. Хрусталева В.А., Петин С.М. Об одном способе форсировки паротурбинных блоков АЭС // Известия вузов. Энергетика. – 1981. – № 7. – С. 106–108.
8. Наумов А.С., Хрусталева В.А. Комбинирование АЭС и ГТУ – один из способов повышения эффективности

АЭС в энергосистемах // Проблемы энергетики. – 2012. – № 5–6. – С. 86–94.

9. О целесообразности продления срока службы действующих АЭС Украины и их модернизация за счет газотурбинной надстройки / В.М. Ковецкий, Е.Д. Домашев, А.Ю. Зенюк, М.М. Ковецкая // Промышленная теплотехника. – 1999. – Т. 21, № 6. – С. 76–80.

10. Лебедев А.С., Патрина И.В., Фомин В.А. Парогазовые установки с котлами-утилизаторами на базе энергетического оборудования ОАО «Силловые машины» // Электрические станции. – 2005. – № 10. – С. 71–77.

11. Радин Ю.А. Освоение первых отечественных бинарных парогазовых установок // Теплоэнергетика. – 2006. – № 7. – С. 4–13.

### References

1. Boldyrev, V.M., Voronkov, M.E., Sinev, N.M., Chakhovskiy, V.M. Manevrennye AES s akkumulyatorami tepla [Flexible nuclear power plants with heat storages]. *Atomnaya energiya*, 1981, vol. 51, issue 3, pp. 153–157.
2. Chakhovskiy, V.M. Akkumulyatory tepla na AES [Heat storages at nuclear power plants]. *Atomnaya energiya*, 1984, vol. 56, issue 6, pp. 389–396.
3. Nuzhdin, V.N., Prosvimov, A.A. Soyuz atoma i gaza [Atom and gas union]. *Materialy innovatsionnogo foruma Rosatoma. Tsentri «Atom-innovatsiya»* [Proceedings of the Rosatom Innovation Forum]. Moscow, 2007, pp. 28–33.
4. Ryzhkin, V.Ja., Tsanev, S.V., Chukhin, I.M. Parogazovaya ustanovka [Combined-cycle power plant]. *Avtorskoe svidetel'stvo*, no. 941641, 1982.
5. Khrustalev, V.A., Demidov, O.I., Doronin, M.S. Parogazovaya ustanovka [Combined-cycle power plant]. *Avtorskoe svidetel'stvo*, no. 1060798, 1983.
6. Surkov, V.V. Kombinirovannaya ustanovka AES-GTU [Combined unit «NPP-GTU»]. *Teploenergetika*, 1981, no. 10, pp. 5–58.
7. Khrustalev, V.A., Petin, S.M. Ob odnom sposobe forsirovki paroturbinnikh blokov AES [On one of the ways to boost steam-turbine units of NPP]. *Izvestiya vuzov. Energetika*, 1981, no. 7, pp. 106–108.
8. Naumov, A.S., Khrustalev, V.A. Kombinirovaniye AES i GTU – odin iz sposobov povysheniya effektivnosti AES v energosistemakh [Combining NPP and GTU is one of the ways to increase the NPP efficiency in power supply systems]. *Problemy energetiki*, 2012, no. 5–6, pp. 86–94.
9. Kovetskiy, V.M., Domashev, E.D., Zenyuk, A.Yu., Kovetskaya, M.M. O tselesoobraznosti prodleniya sroka sluzhby deystvuyushchikh AES Ukrainy i ikh modernizatsiya za schet gazoturbinnoy nadstroyki [On appropriateness of life extension of Ukrainian NPP and their modernization through combination with gas-turbine units]. *Promyshlennaya teplo-tekhnika*, 1999, vol. 21, no. 6, pp. 76–80.
10. Lebedev, A.S., Patrina, I.V., Fomin, V.A. Parogazovye ustanovki s kotlami-utilizatorami na baze energeticheskogo oborudovaniya ОАО «Silovye mashiny» [Steam-turbine units with heat-recovery boilers in power equipment of ОАО «Power Machines»]. *Elektricheskie stantsii*, 2005, no. 10, pp. 71–77.
11. Radin, Yu.A. Osvoeniye pervykh otechestvennykh binarnykh parogazovykh ustanovok [Operation of the first combined-cycle power plants made in Russia]. *Teploenergetika*, 2006, no. 7, pp. 4–13.

*Ильченко Александр Георгиевич,*  
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
кандидат технических наук, доцент кафедры атомных электрических станций,  
телефон (4932) 38-57-78,  
e-mail: agi@aes.ispu.ru

*Андреанов Сергей Геннадьевич,*  
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
кандидат технических наук, декан инженерно-физического факультета,  
телефон (4932) 26-97-46,  
e-mail: asg@iff.ispu.ru.

*Бузров Михаил Андреевич,*  
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,  
аспирант кафедры атомных электрических станций,  
e-mail: npp@aes.ispu.ru