

УДК 621.039: 621.22

КОВЕЦКАЯ М.М.¹,
ЛАВРИК В.М.¹, КОВЕЦКИЙ В.М.²

¹Институт технической теплофизики НАН Украины

²Институт общей энергетики НАН Украины

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГТУ ДЛЯ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС С ВВЭР-1000

Розглянуто варіанти реконструкції енергоблоків АЕС з ВВЕР-1000 за допомогою газотурбінної надбудови. Дано технічне обґрунтування такої реконструкції.

Рассмотрены варианты реконструкции энергоблоков АЭС с ВВЕР-1000 с помощью газотурбинной надстройки. Дано техническое обоснование такой реконструкции.

Several variants of the reconstruction of nuclear power units with WWER-1000 reactors by means of a gas turbine superstructure are considered. We give a technical substantiation of such reconstruction.

ГТД – газотурбинный двигатель;
ГТН – газотурбинная надстройка;
ГТУ – газотурбинная установка;
ГЦН – главный циркуляционный насос;
КУ – котел-утилизатор;
ПГ – парогенератор;
ПГУ – парогазовая установка;
ПВД, ПНД – подогреватели высокого и низкого давления;

ПГ АЭС – парогазовая атомная электростанция;
ПТУ – паротурбинная установка;
РУ – реакторная установка;
СПП – сепаратор-пароперегреватель;
ТВС – тепловыделяющая сборка;
ЦВД, ЦНД – цилиндры высокого и низкого давления;
ЯЭУ – ядерная энергетическая установка.

В классической технологической схеме парогазовой утилизационной установки на ТЭС вся теплота выхлопных газов газотурбинного двигателя (ГТД) используется для получения перегретого пара в котле-утилизаторе для паротурбинной установки. Другими словами, сбросная тепловая энергия газовой части ПГУ (термодинамический цикл Брайтона) утилизируется в паровой части (термодинамический цикл Ренкина). Совмещение двух термодинамических циклов создает наилучшие условия высокотемпературного подвода теплоты в ГТД (до 1400°C) и низкотемпературный ее отвод (25...35°C) в конденсаторе паровой турбины. Как показали расчеты [1] утилизационных ПГУ, работающих в конденсационном режиме в паровой части, термодинамический КПД установки достигает 56,65% при одноконтурной схеме, 57,54% при двухконтурной (параметры пара 6,7 МПа, 565°C)

и при отношении мощности газовой части к мощности паровой примерно 2:1. Термодинамический КПД парогазовой установки снижается при уменьшении доли газовой части совмещенного цикла и температуры свежего пара.

Возможности продления срока службы оборудования АЭС и совершенствование ее термодинамического цикла рассмотрены в работах [2–5]. В 1970 году Бексли В., Хентон С. [3] предложили для АЭС комбинированный цикл Брайтона и Ренкина с последовательным включением по “острому” пару парогенераторов РУ типа PWR и теплообменника-пароперегревателя ГТУ. Последний перегревал весь пар РУ за счет теплоты выхлопных газов ГТУ. Такая схема рассмотрена в работе [5].

Использование принципа утилизации сбросной теплоты ГТД паротурбинной установкой АЭС для перегрева всего насыщенного пара, вы-

рабатываемого в парогенераторах ЯЭУ, сопряжено с рядом технических трудностей при реконструкции действующего энергоблока АЭС:

1. Обеспечение проектного давления свежего пара перед турбиной требует увеличения давления в парогенераторах на величину гидравлических потерь подводящих (холодных) и отводящих (горячих) паропроводов к котлу-утилизатору ГТД, а также на гидравлическое сопротивление поверхностей нагрева пара в КУ, так как нет другого способа обеспечить транспортировку пара на и от КУ. Возрастающее давление в парогенераторе приведет к необходимости замены существующих парогенераторов на новые с большей толщиной стенок корпуса.

2. Для максимального уменьшения гидравлических потерь котел-утилизатор ГТД должен располагаться вблизи паровой турбины. Существующая компоновка турбинного отделения не имеет для этого свободной площади. Размещение ГТУ за стеной турбинного отделения осложняется подземным расположением подводящих и отводящих циркуляционных трубопроводов охлаждающей воды большого диаметра (до 2400 мм).

3. Размещение рядом с энергоблоком дымовой трубы ГТД не допустимо по условиям безопасности ЯЭУ. Кроме того, плотное расположение вспомогательных зданий и сооружений на промплощадке АЭС вынуждает разместить ГТН на свободной территории за ними. В результате протяженность трубопроводной эстакады между ГТН и энергоблоком достигает 1 км.

4. Уровень температуры перегрева свежего пара ограничивается объемной пропускной способностью проточной части цилиндра высокого давления (ЦВД) турбины, работающей на насыщенном паре (5,9 МПа, 274 °С).

5. Стали, используемые в паропроводах и арматуре свежего пара, а также ЦВД турбины, не допускают повышения температуры рабочей среды более 425 °С.

Поэтому технологическую схему с полным перегревом пара парогенераторов не целесообразно использовать при реконструкции существующих энергоблоков АЭС.

Одноконтурная схема ПГАЭС с частичным перегревом пара

Одновременное решение проблемы продления срока службы корпуса ядерного реактора, повышения термодинамического КПД энергоблока и экономии топлива возможно при выполнении следующих условий реконструкции:

1. Замена 42 тепловыделяющих сборок (ТВС) по всему периметру активной зоны реактора на водоохлаждаемые цельнометаллические имитаторы. Создаваемый отражательно-поглощительный экран уменьшает интенсивность нейтронного облучения стенок корпуса реактора, уменьшает нейтронное охрупчивание металла. Такая реконструкция активной зоны уменьшает на 26% мощность реактора и расход ядерного топлива.

2. Компенсация потерянной мощности осуществляется за счет использования газотурбинной надстройки (рис.1). При этом к уменьшенному расходу пара от парогенераторов ЯЭУ подмешивается в смесителе максимально перегретый пар от котла-утилизатора ГТД. Пар из смесителя направляется в ЦВД паровой турбины и поверхностный пароперегреватель СПП. Компоновка турбинного отделения позволяет разместить два корпуса смесителя. Снабжение КУ питательной водой осуществляется самостоятельными питательными насосами (напор 12 МПа, общая производительность от 380 т/ч до 1140 т/ч в зависимости от количества ГТУ) из деаэратора паротурбинной установки (давление 0,59 МПа, температура 164 °С). Максимальный расход пара на турбину после смесителя определяется объемной пропускной способностью проточной части ЦВД.

Выполнен термодинамический анализ технологической схемы (рис.1) реконструкции энергоблока АЭС с ВВЭР-1000. При этом принято: мощность паровой турбины К-1000-6/25-7 (фирмы "Турбоатом") в номинальном режиме ограничена допустимой мощностью электрогенератора 1000 МВт при $\cos\phi = 0,85$; расход насыщенного пара от парогенераторов ЯЭУ составляет 5779 т/ч. При снижении мощности реактора на 26% мощность энергоблока составит 740 МВт, расход насыщенного пара 4276,5 т/ч,

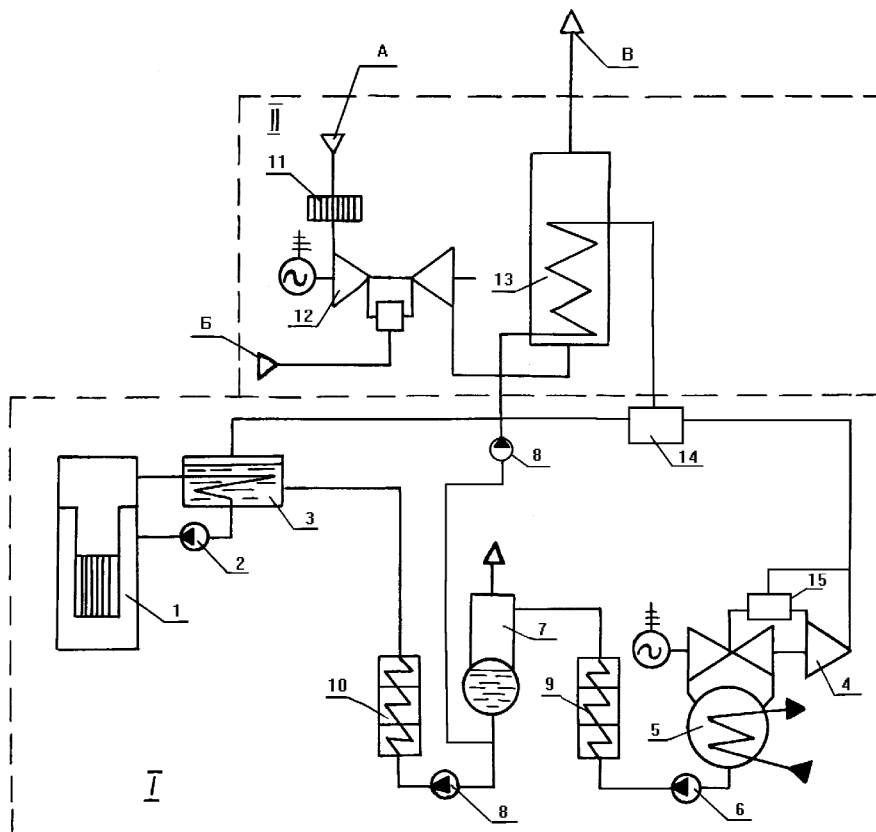


Рис.1. Одноконтурная технологическая схема ПГАЭС с ВВЭР-1000:

I – главный корпус АЭС: 1 – ядерный реактор, 2 – ГЦН, 3 – парогенератор, 4 – паровая турбина с электрогенератором, 5 – конденсатор, 6 – конденсатный насос, 7 – деаэратор, 8 – питательный насос, 9, 10 – регенеративные пароводяные ПНД, ПВД. *II* – ГТН: 11 – воздушный фильтр, 12 – ГТУ с электрогенератором, 13 – парогазовый теплообменник для перегрева пара, 14 – смеситель, 15 – СПП. *A* – всас воздуха из атмосферы, *B* – подвод топлива (природный газ), *B* – выхлоп дымовых газов через дымовую трубу.

КПД энергоблока 32,36%. Технические характеристики турбины К-1000-6/25-7 представлены в табл.1.

В расчетах сохраняются неизменными следующие параметры: давление пара перед паровой турбиной, параметры пара перед ЦНД (давление 1 МПа, температура 250 °С), параметры пара в конденсаторе (табл. 1).

Для надстройки выбран газотурбинный двигатель V94.3A (фирмы Siemens) исходя из необходимости компенсировать снижение мощности ПТУ с 1000 МВт до 740 МВт с наибольшей термодинамической эффективностью. Технические характеристики газовой турбины V94.3A представлены в табл. 2. Все параметры приведены в условиях ISO.

Использование в существующей паровой турбине увеличенного количества слабоперегретого пара и возросшего срабатываемого теплоперепа-

да в ЦВД приводит к увеличению мощности паровой турбины, уменьшению влажности пара на выхлопе ЦВД. Применение в СПП поверхностных теплообменников вместо смешивающих позволяет использовать скрытую теплоту парообразования при конденсации греющего пара и уменьшить его расход. Результаты расчетов параметров технологической схемы (рис.1) по методике работы [6] с одной, двумя и тремя ГТУ в ГТН представлены в табл. 3

Термодинамический КПД (брутто) ПГАЭС рассчитывался по зависимости [7]

$$\eta_{\text{пгаэс}} = f\eta_{\text{гту}} + (1 - f)\eta_{\text{пту}}, \quad (1)$$

где f – доля теплоты, вносимая ГТУ в общий расход теплоты на ПТУ,

Табл. 1.

Максимальная электрическая мощность, МВт	1100
Число оборотов, об/мин	1500
Максимальный расход свежего пара, т/ч	6357
Давление пара перед турбиной, МПа	5,88
Температура пара перед турбиной, °С	274
Давление пара перед СПП, МПа	1,0
Степень сухости пара	0,985
Давление пара за СПП, МПа	0,94
Температура пара за СПП, °С	250
Давление пара в конденсаторе, кПа	3,8
Степень сухости пара	0,88
Температура питательной воды, °С	225
Удельный расход теплоты, кДж/кВт·ч	10525,6
Термодинамический КПД, %	32,68

Табл. 2.

Максимальная электрическая мощность, МВт	286,6
Расход газа на выхлопе, кг/с	689
Температура газа на выхлопе, °С	577
Термодинамический КПД, %	39,5
Удельный расход топлива, г у.т./кВт·ч	311,4

$$\eta_{ГТУ} = \eta_{ГТД} \eta_{КУ} \eta_{ТР} \eta_{МХ} \eta_{ЭГ}, \quad (2)$$

где $\eta_{ГТД}$, $\eta_{КУ}$, $\eta_{ТР}$, $\eta_{ЭГ}$ – КПД газотурбинного двигателя, котла-утилизатора, трубопроводов питательной воды и свежего пара, электрогенератора, $\eta_{МХ}$ – механический КПД,

$$\eta_{ПТУ} = \eta_{ПТ} \eta_{МХ} \eta_{ТР} \eta_{ЭГ}, \quad (3)$$

где $\eta_{ПТ}$ – КПД паровой турбины.

При определении КПД трубопроводов питательной воды к КУ и свежего пара от него к паровой турбине принималась длина трубопроводов равная 1000 м. При определении КПД КУ температура уходящих газов принята 174 °С по уровню температуры питательной воды.

Результаты расчета, приведенные в табл. 3, позволяют сделать следующие выводы:

1. Изменение отношения мощности ГТУ к мощности ПТУ с 0,35 до 0,89 приводит к увеличению термодинамического КПД энер-

гоблока с 37,02% при одной ГТУ до 43,71% при трех ГТУ.

2. Использование смесителя насыщенного и перегретого пара перед подачей его в паровую турбину восстанавливает ее мощность за счет возрастания общего расхода пара и сбрасываемого в ЦВД теплоперепада, а также позволяет увеличить степень сухости пара за ЦВД, что положительно влияет на работу турбины.

3. Увеличение в газотурбинной надстройке числа ГТД более трех ограничено объемной пропускной способностью проточной части ЦВД паровой турбины.

Преобразование паротурбинной ядерной энергетической установки в газо-паротурбинную позволяет: сократить расход ядерного топлива на 26%; увеличить срок службы корпуса ядерного реактора; рационально расходовать природный газ в ГТУ за счет утилизации теплоты выхлопных газов; увеличить общую установленную мощность энергоблока; вписаться в существующую компоновку промплощадки АЭС без нарушений требований безопасности.

Табл. 3.

Параметры	ГТН с 1-ой ГТУ	ГТН с 2-мя ГТУ	ГТН с 3-мя ГТУ
1. Электрическая мощность энергоблока, МВт, в том числе: ПТУ, МВт ГТУ, МВт	1103,6 817,0 286,6	1465,0 891,8 573,2	1823,5 963,7 859,8
2. Отношение мощности ГТУ к ПТУ	0,351	0,643	0,892
3. Расход пара от парогенераторов ЯЭУ после снижения ее мощности на 26%, т/ч	4276,5	4276,5	4276,5
4. Температура пара от ПГ перед смесителем, °С	274	274	274
5. Расход пара после котлов-утилизаторов, т/ч	379,7	759,4	1139,1
6. Температура пара от КУ перед смесителем, °С	495	495	495
7. Расход пара после смесителя, т/ч	4656,2	5035,9	5415,6
8. Температура пара после смесителя, °С	286	298	308
9. Степень сухости пара за ЦВД	0,906	0,923	0,940
10. Доля теплоты, вносимая ГТУ в общий расход теплоты на паровую турбину (f в формуле (1))	0,237	0,435	0,604
11. КПД(брутто) энергоблока, %	36,96	40,51	43,54
12. Увеличение КПД (брутто) по сравнению с КПД энергоблока без надстройки, %	4,60	8,15	11,18

Основными недостатками рассмотренной схемы (рис. 1) являются:

1. Невозможность увеличить долю теплоты, вносимой ГТУ в термодинамический цикл, до оптимального значения (2:1) из-за ограничения объемного пропуска пара через проточную часть ЦВД паровой турбины и использования способа смешения малого количества перегретого пара с большим количеством насыщенного пара.

2. Неполное использование теплового потенциала выхлопных газов ГТД в котле-утилизаторе из-за снабжения его питательной водой от деаэрата ПТУ.

3. Значительные потери давления и температуры транспортируемых рабочих сред в протяженных (около 1 км) эстакадных трубопроводах питательной воды диаметром от 150 мм до 300 мм и двух паропроводах перегретого пара диаметром от 250 мм до 450 мм (в зависимости от количества ГТУ).

Двухконтурная схема ПГ АЭС с частичным перегревом пара

Отличие двухконтурной термодинамической схемы ПГ АЭС от предыдущей состоит в макси-

мально возможном использовании теплоты выхлопных газов ГТД в котле-утилизаторе вплоть до достижения температуры дымовых газов точки росы при сжигании природного газа (рис. 2). Для этого в котле-утилизаторе организован второй пароводяной контур, не связанный с первым. Первый контур КУ такой же, как в предыдущей схеме. Второй контур КУ питается конденсатом температурой около 30°С самостоятельными конденсатными насосами (напор 5,9 МПа, производительность от 150 т/ч до 170 т/ч). Перегретый пар второго контура целенаправленно используется только в пароперегревателях СПП паровой турбины, а не отбирается от общего потока свежего пара на турбину после смесителя, как в предыдущей схеме (рис. 1). В результате большее количество теплоты уходящих газов ГТД используется в первом контуре для нагрева основного потока перегретого пара.

Технические характеристики ПГ АЭС по рассматриваемой схеме для ВВЭР-1000 в случае использования одной, двух и трех ГТД V94.3A представлены в табл. 4.

Задачей второго контура является обеспечение нагрева пара перед ЦНД паровой турбины в се-

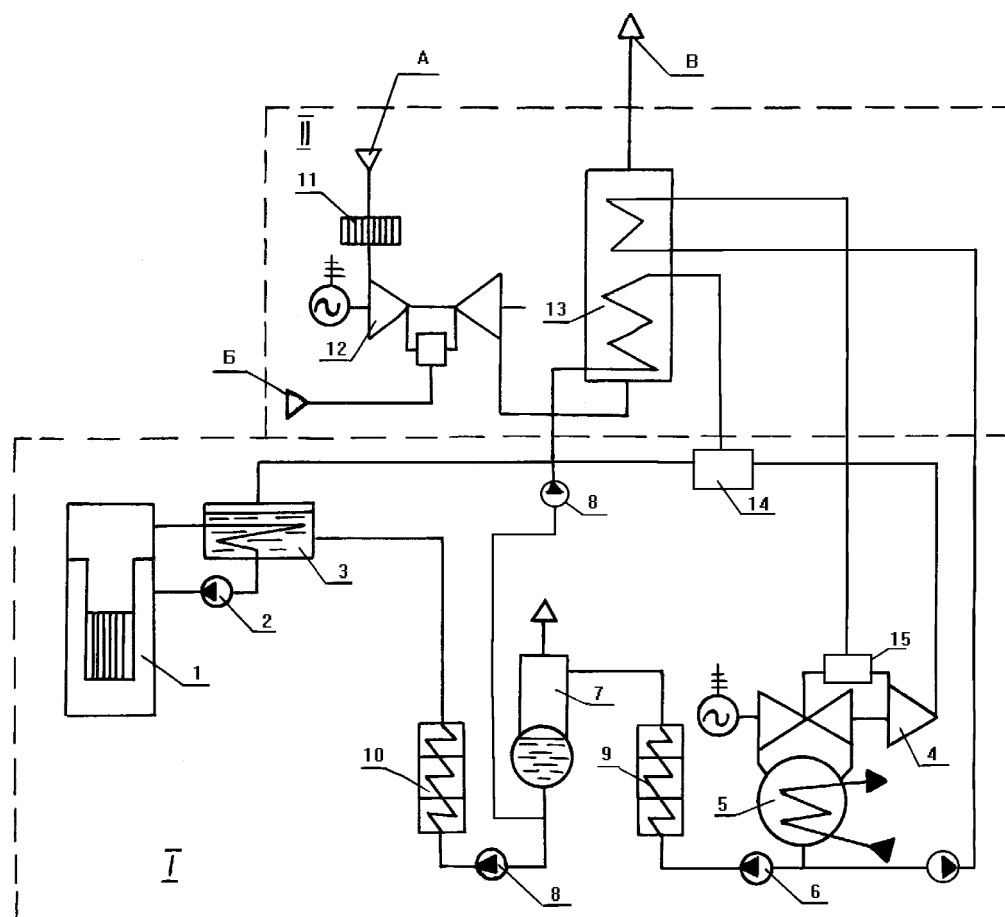


Рис. 2. Двухконтурная технологическая схема ПГАЭС с ВВЭР-1000. Обозначения см. рис. 1.

параторе-пароперегревателе до 250 °С. Для нагрева пара второго контура полностью используется теплота уходящих газов ГТД в диапазоне температур от 174 °С до 105 °С (низкопотенциальная теплота) и частично от 354 °С до 174 °С (среднепотенциальная теплота). Такое решение позволяет максимально увеличить КПД котла утилизатора с 73% до 85%, а энергоблока до 39,12% при использовании одной ГТУ и до 43,29% при использовании двух ГТУ. При использовании трех ГТУ количество низкопотенциальной теплоты в трех котлах-утилизаторах превышает требуемое для СПП количество, а необходимость частичного использования среднепотенциальной теплоты заставляет уменьшить поверхность теплообменников во втором контуре, что приводит к повышению температуры уходящих газов до 147 °С. Поэтому КПД котлов-утилизаторов в этом варианте составит 78,3%. Это приводит к значению КПД энергоблока, равному 45,03%. В этой тех-

нологической схеме так же, как и в предыдущей, использование более трех ГТД типа V94.3A ограничивается объемной пропускной способностью ЦВД паровой турбины.

По термодинамическому КПД двухконтурная технологическая схема наиболее предпочтительная. Однако она обладает всеми преимуществами и недостатками предыдущей и требует дополнительно разместить на трубопроводной эстакаде по одному конденсаторопроводу диаметром от 100 мм до 125 мм и двух паропроводов диаметром 300 мм.

Выводы

1. Реконструкция АЭС с помощью газотурбинной надстройки позволяет одновременно решить следующие основные проблемы:

а) продлить срок службы корпуса ядерного реактора путем уменьшения интенсивности и плотности потока нейтронов на корпус;

Табл. 4.

Параметры	ГТН с 1-ой ГТУ	ГТН с 2-мя ГТУ	ГТН с 3-мя ГТУ
1. Электрическая мощность энергоблока, МВт в том числе: ПТУ, МВт ГТУ, МВт	1119,0 832,4 286,6	1491,4 918,2 573,2	1848,1 988,3 859,8
2. Отношение мощностей ГТУ к ПТУ	0,344	0,624	0,870
3. Расход пара от ПГ ЯЭУ после снижения мощности на 26%, т/ч	4276,5	4276,5	4276,5
4. Температура пара от ПГ перед смесителем, °С	274	274	274
5. Расход пара от КУ на смеситель, т/ч	288,4	714,2	1045,2
6. Температура пара перед смесителем, °С	495	495	495
7. Расход пара от КУ на СПП (II контур), т/ч	147,3	161,1	171,8
8. Температура пара перед СПП (II контур), °С	274	274	274
9. Расход пара после смесителя, т/ч	4564,9	4990,7	5321,7
10. Температура пара после смесителя, °С	283	296	305
11. Степень сухости пара за ЦВД	0,902	0,923	0,936
12. Доля теплоты, вносимая ГТУ в общий расход теплоты на паровую турбину (f в формуле (1))	0,2651	0,4806	0,6205
13. КПД (брутто) энергоблока, %	39,12	43,29	45,03
14. Увеличение КПД (брутто) по сравнению с КПД энергоблока без надстройки, %	6,76	10,93	12,67

б) уменьшить расход ядерного топлива без потери мощности паровой турбины за счет подмешивания перегретого пара от котлов-утилизаторов ГТУ к насыщенному пару от парогенераторов ЯЭУ;

в) с наибольшей энергетической эффективностью (наибольшим термодинамическим КПД) использовать дорогостоящий природный газ в газотурбинной надстройке энергоблока;

г) увеличить суммарную электрическую мощность энергоблока выше проектной до реконструкции.

2. Исходя из принципа обеспечения максимальной надежности электрогенерирующих установок, в исследованных технологических схемах реконструкции энергоблока АЭС целесообразно использовать не менее двух одновременно работающих ГТУ с наибольшим термодинамическим КПД газовых турбин.

3. Стремление минимизировать капитальные затраты при реконструкции, максимально сохранить действующее оборудование и учесть налагаемые этим оборудованием ограничения по

пропускной способности, температуре и др. позволяет установить не более трех ГТУ для энергоблоков ВВЭР-1000.

4. Из рассмотренных схем для реконструкции энергоблока с ВВЭР-1000 следует отдать предпочтение двухконтурной схеме, которая обеспечивает максимальное увеличение термодинамического КПД энергоблока АЭС за счет ГТН до 45%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Березинец П.А., Васильев М.К., Костин Ю.А. Анализ схем бинарных ПГУ на базе перспективной ГТУ// Теплоэнергетика. – 2001. – № 5. – С.18–30.

2. Воробьев И.Е., Железняк В.П., Ковецкий В.М., Шевченко Н.Е., Домашев Е.Д. О целесообразности перепрофилирования Чернобыльской АЭС в тепловую электростанцию// Промышленная теплотехника. – 1998. – Т.20, № 2. – С.30–33.

3. Циклаури Г. ССJT+LWR – электростанция будущего// Атомная техника за рубежом. – 1997. – № 5. – С.18–21.

4. *Воробьев И.Е., Ковецкий В.М.* Продление срока службы АЭС Украины: необходимость, пути, эффективность // Проблемы загальної енергетики. – 2001. – № 4. – С. 17–19.

5. *Ковецкий В.М., Домашев Е.Д., Зенюк А.Ю., Ковецкая М.М.* О целесообразности продления срока службы действующих АЭС Украины и их модернизации за счет газотурбинной надстрой-

ки// Промышленная теплотехника. – 1999. – Т. 21, № 6. – С.77–80.

6. *Маргулова Т.Х.* Атомные электростанции. – М.: Высшая школа, 1974. – 359 с.

7. *Чернецкий Н.С.* Выбор параметров пара для ПГУ с котлом-утилизатором// Теплоэнергетика. – 1986. – № 3. – С. 14–18.

Получено 14.03.2008 г.