

УДК 621.039.5 ; 621.438

А. А. ХАЛАТОВ, д-р техн. наук, проф., академик НАНУ; зав. отделом ИТТФ НАНУ, зав. каф. «Физика энергетических систем» НТУУ «КПИ», Киев;

С. Д. СЕВЕРИН, канд. техн. наук, с.н.с.; с. н.с. ИТТФ НАНУ, Киев;

Т. В. ДОНИК, канд. техн. наук; н.с. ИТТФ НАНУ;

ассистент каф. «Физика энергетических систем» НТУУ «КПИ», Киев

ВЛИЯНИЕ КПД ЭЛЕМЕНТОВ БЛОКА ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЦИКЛА МОДУЛЬНОЙ ЯЭУ С ГАЗООХЛАЖДАЕМЫМ ГЕЛИЕВЫМ РЕАКТОРОМ

Выполнен расчёт термодинамического цикла блока преобразования энергии модульной ядерной энергетической установки с высокотемпературным гелиевым реактором тепловой мощностью 250 МВт в режиме выработки электроэнергии и в комбинированном режиме. Представлен анализ влияния КПД компрессора высокого и низкого давления, гелиевой турбины и степени регенерации теплоты на эффективность цикла ядерной энергетической установки.

Ключевые слова: модульная ядерная энергетическая установка, газоохлаждаемый гелиевый реактор, газотурбинная установка, сложный термодинамический цикл, эффективность цикла.

Введение

Атомные электростанции играют ведущую роль в энергетике Украины, в 2014 году они произвели более 40 % от общего количества электроэнергии в стране. Однако практически все блоки атомных электростанций Украины близки к выработке назначенного эксплуатационного ресурса и в ближайшие 10 лет должны быть выведены из эксплуатации. На смену им придут модульные ядерные энергетические установки (ЯЭУ) четвертого поколения мощностью 100...300 МВт, которые характеризуются высокими экономическими показателями и эксплуатационной надежностью [1, 2]. Высокий уровень безопасности таких электростанций достигается за счет совершенствования активных, введения пассивных защитных и локализирующих систем, а также реализации концепции внутренней безопасности.

В настоящее время в ведущих странах мира в рамках программы «Ядерные реакторы IV поколения» ведутся активные работы по международному проекту «Generation IV». Одной из перспективных концепций создания атомных электростанций четвертого поколения является концепция высокотемпературного газоохлаждаемого реактора (ВТГР), в котором в качестве рабочего тела используется гелий [1, 2]. Преобразование энергии нагретого гелия в механическую и далее в электрическую энергию осуществляется в блоке преобразования энергии (БПЭ-ГТУ), который представляет собой турбокомпрессор вертикального типа на электромагнитных подшипниках с двухкаскадным осевым компрессором, газовой (гелиевой) турбиной и высокоэффективным теплообменным оборудованием. Газотурбинная установка работает по сложному замкнутому циклу Брайтона с регенерацией теплоты и промежуточным охлаждением гелия в компрессоре. Эта концепция легла в основу международного проекта «Газовая турбина — модульный гелиевый реактор» – ГТ-МГР» [1].

В настоящее время в литературе имеются данные по разрабатываемым энергетическим установкам типа ГТ-МГР тепловой мощностью до 600 МВт [3]. Однако для энергосистемы Украины наиболее перспективными представляются ядерные энергетические установки относительно небольшой тепловой мощности

© А.А. Халатов, С.Д. Северин, Т.В. Доник, 2015

(200...300 МВт), которые могут быть использованы как в качестве региональных энергетических установок, так и в составе более крупных энергоблоков большой мощности. С помощью таких энергоустановок размещение генерирующих мощностей на территории Украины можно выполнить наиболее оптимальным образом.

Цель настоящей работы расчетное исследование параметров термодинамического цикла БПЭ ГТ-МГР тепловой мощностью реактора 250 МВт в режиме выработки электроэнергии и в комбинированном режиме совместного производства электроэнергии и теплоты для нужд коммунального теплоснабжения, а также исследование влияния КПД отдельных элементов БПЭ-ГТУ на эффективность преобразования энергии в ЯЭУ с газоохлаждаемым гелиевым реактором.

Схема ГТ-МГР и термодинамический цикл БПЭ ГТ-МГР

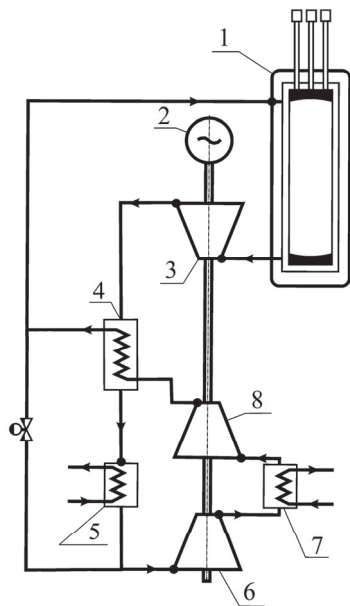


Рис. 1 – Схема ГТ-МГР:
 1 – реактор; 2 – генератор;
 3 – турбина; 4 – регенератор;
 5 – предварительный теплообменник; 6 – компрессор низкого давления;
 7 – промежуточный теплообменник; 8 – компрессор высокого давления

Энергетическая установка ГТ-МГР (рис. 1) состоит из двух модулей: 1) МГР, в основе концепции которого лежит использование активной зоны со сферическими топливными элементами диаметром около 0,2 мм с многослойным керамическим покрытием, графитовыми замедлителями и гелием в качестве теплоносителя; 2) БПЭ, состоящий из компрессоров низкого и высокого давления, гелиевой турбины, находящейся на одном валу с компрессорами низкого и высокого давления, регенератора, предварительного и промежуточного теплообменников и генератора переменного тока, приводимого в действие газовой турбиной.

Энергоустановка эксплуатируется в режиме производства электроэнергии и в комбинированном режиме производства электроэнергии и теплоты для нужд коммунального теплоснабжения. При работе установки в комбинированном режиме теплота к теплоносителю отводится в сетевых теплообменниках. В режиме производства электроэнергии сетевой контур отключен и «сбросная» теплота отводится в окружающую среду в градирнях.

На рис. 2 представлена $T-s$ диаграмма сложного термодинамического цикла ГТУ, которая работает по замкнутому циклу Брайтона с регенерацией теплоты Q_p в регенераторе 4 и охлаждением рабочего тела (гелия) в промежуточном 7 и в предварительном 5 теплообменниках (рис. 1).

Использование сложного цикла для БПЭ ГТ-МГР при наличии всех технологических проблем, связанных с его практической реализацией, является необходимым условием достижения высокой эффективности ГТУ при сравнительно низких значениях максимальной температуры цикла, которая составляет 850...900 °С.

Эффективность рассматриваемого термодинамического цикла характеризуется электрическим КПД ГТУ, который представляет собой отношение электрической мощности цикла $N_{эл}$ к тепловой мощности реактора Q_p [4]:

$$\eta_{эл} = \frac{N_{эл}}{Q_p}, \quad (1)$$

и коэффициентом полезной работы цикла

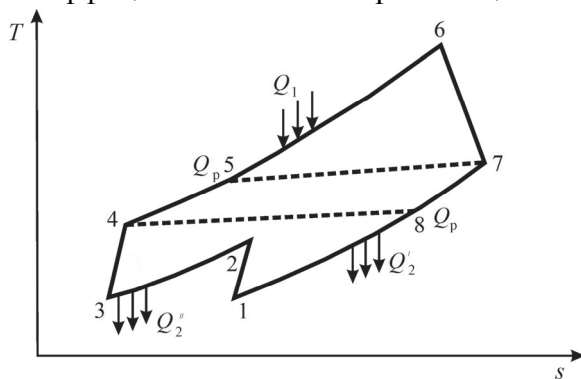


Рис. 2 – Сложный цикл ГТУ в T - s диаграмме:
 1–2 – сжатие в КНД; 2–3 – отвод теплоты Q_2' в промежуточном ТА; 3–4 – сжатие в КВД;
 4–5 – подвод теплоты Q_p в регенераторе;
 5–6 – подвод теплоты Q_1 в гелиевом реакторе;
 6–7 – расширение в турбине; 7–8 – отвод теплоты Q_p в регенераторе; 8–1 – отвод теплоты Q_2' в предварительном ТА

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{N_{\text{эл}}}{L_T G}, \quad (2)$$

где L_T – работа турбины, Дж; G – расход гелия, кг/с.

В настоящей работе создана математическая модель сложного цикла ГТУ, которая включает в себя последовательный расчет параметров цикла для режима выработки электроэнергии и комбинированного режима. Тестирование математической модели производилось на основе сравнения с имеющимися в литературе данными по гелиевому реактору МГР-100 ГТ электрической мощностью 100 МВт [3]. Полученные результаты показали хорошее соответствие с результатами работы [3]. Погрешности по электрической и тепловой мощности установки составили не более 0,5 %, а по расходу гелия в установке 1,3 %. Погрешность по электрическому КПД цикла находится в диапазоне 0,87...1,2 %.

установки составили не более 0,5 %, а по расходу гелия в установке 1,3 %. Погрешность по электрическому КПД цикла находится в диапазоне 0,87...1,2 %.

Результаты исследования

Расчетное исследование выполнено для цикла ГТУ модульного гелиевого реактора тепловой мощностью 250 МВт. Исходные данные для расчета цикла были выбраны на основе анализа имеющихся в литературе данных по КПД элементов ГТУ и эффективности теплообменников, соответствующие достигнутому технологическому уровню в современном газотурбостроении. В расчётах использовались следующие значения теплофизических свойств гелия: удельная теплоёмкость при постоянном давлении $c_p = 5195$ Дж/(кг·К); удельная теплоёмкость при постоянном объёме $c_v = 3117$ Дж/(кг·К); показатель адиабаты $k = 1,6667$.

Степень регенерации цикла определяется выражением

$$\sigma = \frac{T_5 - T_4}{T_7 - T_4}, \quad (3)$$

где T_5 – действительная температура гелия на выходе из регенератора; T_4 – температура гелия на выходе из компрессора; T_7 – температура гелия на выходе из турбины. Важной характеристикой цикла является температурный коэффициент промежуточного охлаждения в компрессоре

$$\tau_k = \frac{T_3}{T_1}, \quad (4)$$

где T_3 – температура на входе в компрессор высокого давления; T_1 – температура на входе в компрессор низкого давления. Степень регенерации цикла и температурный коэффициент промежуточного охлаждения были приняты равными 0,83 и 1,0, соответственно, для режима выработки электроэнергии, 0,83 и 1,04 – для комбинированного режима работы. КПД турбины η_m задавался равным 0,93, КПД

компрессора низкого давления $\eta_{кнд}$ был принят равным 0,875, а КПД компрессора высокого давления $\eta_{квд} = 0,85$.

Результаты расчётов цикла для двух режимов работы ГТУ представлены в таблице 1, а рассчитанные термодинамические диаграммы показаны на рис. 3.

Таблица 1.

Результаты расчёта цикла ГТУ

№ п.п.	Параметр	Режим выработки электроэнергии	Комбинированный режим
1	Потребный расход гелия, кг/с	165,94	160,41
2	Суммарная степень повышения давления гелия в компрессоре	2,397	2,018
3	Степень повышения давления в КНД	1,557	1,465
4	Степень повышения давления в КВД	1,539	1,427
5	Степень понижения давления в турбине	2,078	1,78
6	Работа турбины, кДж	1376,675	1064,975
7	Работа цикла, кДж	706,62	439,97
8	Потребная мощность регенератора, МВт	123,7	123,7
9	Потребная мощность предварительного теплообменника, МВт	132,74	132,74
10	Потребная мощность промежуточного теплообменника, МВт	111,18	65,99
11	Полезная электрическая мощность ГТУ, МВт	115,73	69,66
12	Полезная тепловая мощность ГТУ, МВт	–	182,13
13	Внутренний КПД цикла, %	46,9	28,2
14	Электрический КПД цикла, %	46,3	27,9
15	Коэффициент полезной работы цикла	50,7	30,5
16	Эксергетический КПД цикла	69,7	51,98

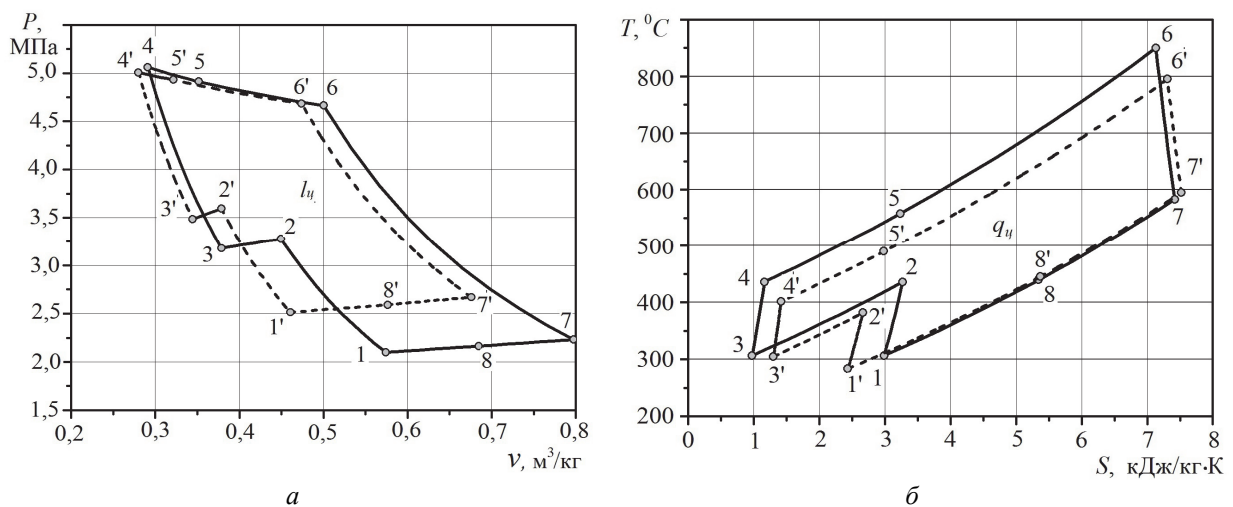


Рис. 3 – Диаграммы цикла ГТУ с тепловой мощностью реактора 250 МВт:
 а – P-v диаграмма; б – T-S диаграммы; сплошная линия – режим выработки электроэнергии;
 пунктирная линия – комбинированный режим

Из полученных результатов следует, что при тепловой мощности реактора 250 МВт в режиме выработки электроэнергии полезная электрическая мощность установки составляет 115,73 МВт, а электрический КПД – 46,3 %. Потребные мощности теплообменного оборудования БПЭ-ГТУ составляют: регенератор – 123,7 МВт; предварительный теплообменник – 132,74 МВт; промежуточный теплообменник – 111,18 МВт. В комбинированном режиме полезная электрическая мощность составляет 69,66 МВт с электрическим КПД 27,86 %, полезная тепловая мощность составляет 182,13 МВт, потребные мощности регенератора, предварительного и промежуточного теплообменников равны 123,7, 132,74 и 65,99 МВт, соответственно.

На практике достижение максимальных (заданных в настоящем исследовании) значений эффективности (КПД) элементов ГТУ и теплообменного оборудования является технологически сложной и, часто – экономически затратной задачей. Поэтому далее рассмотрено влияние отклонения эффективности элементов и параметров цикла от базового значения на электрический КПД термодинамического цикла БПЭ ГТ-МГР.

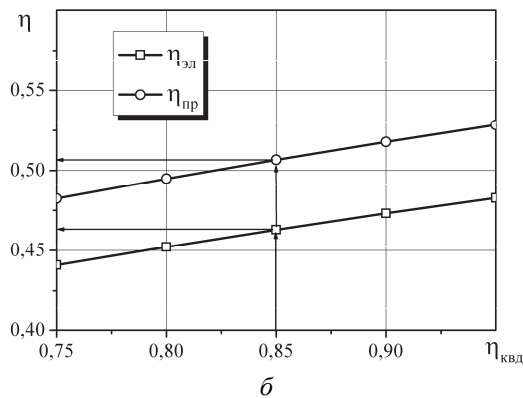
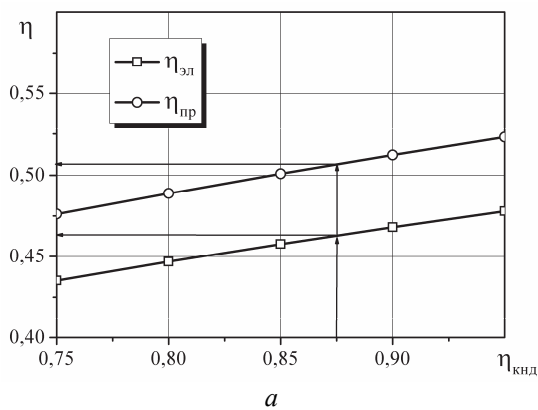


Рис. 4 – Зависимость электрического КПД и КПД полезной работы цикла:
 а – от КПД компрессоров низкого давления;
 б – от КПД высокого давления

величины 0,80 приводит к снижению электрического КПД и КПД полезной работы цикла на 3 и 5 %, соответственно. Для компрессора высокого давления снижение КПД от 0,85 до 0,8 снижает электрический КПД и КПД полезной работы цикла только на 2 и 4 % (рис. 4б). Поскольку часть полной работы турбины используется для привода

На рис. 4 для базового (расчетного) режима (выработка электроэнергии) представлены зависимости электрического КПД цикла ($\eta_{эл}$) и КПД полезной работы цикла ($\eta_{пр}$) от величины КПД компрессора низкого (а) и высокого давления (б). В расчетах изменялись только значения $\eta_{кнд}$ и $\eta_{квд}$, а остальные параметры сохранялись неизменными.

На расчётном режиме работы ГТУ суммарная степень повышения давления в компрессоре составляет $\pi_{к\Sigma} = P_4/P_1 = 2,397$ (P_1, P_4 – давление на входе и выходе из компрессора, соответственно), а оптимальное распределение степени повышения давления в каскадах компрессора согласно зависимости

$$\pi_{кнд}^{опт} = \pi_{к\Sigma}^{0,5} \left(\tau \left(\frac{\eta_{кнд}}{\eta_{квд}} \right) \right)^{\frac{k-1}{2k}} \quad (5)$$

приводит к следующим значениям: $\pi_{кнд} = 1,557$ и $\pi_{квд} = 1,539$ при заданных в расчетах значениях КПД компрессора низкого и высокого давлений $\eta_{кнд} = 0,875$ и $\eta_{квд} = 0,85$, соответственно.

С уменьшением КПД компрессора низкого давления от базового значения (0,875), принятого в расчетах (рис. 4а), до

двухкаскадного компрессора ГТУ, то электрический КПД ГТУ в среднем на 10 % меньше, чем коэффициент полезной работы цикла.

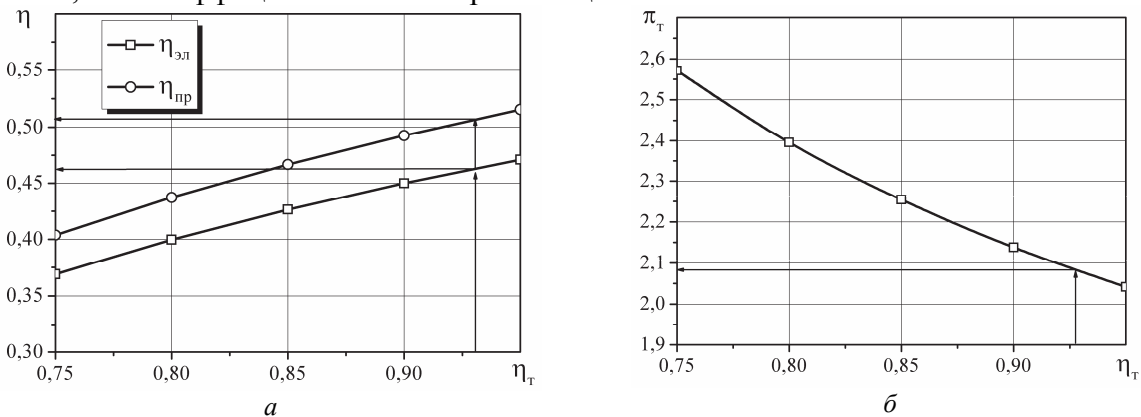


Рис. 5 – Зависимости от КПД гелиевой турбины:
 а – электрического КПД и КПД полезной работы цикла; б – степени понижения давления

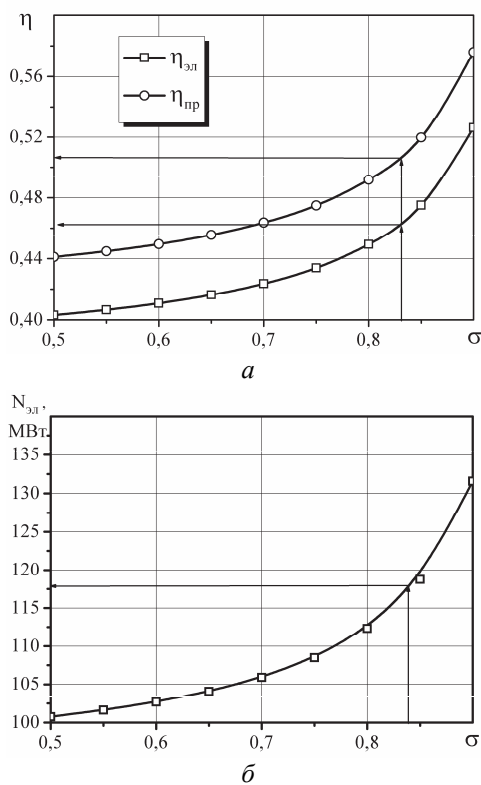


Рис. 6 – Зависимость от степени регенерации теплоты в цикле для режима выработки электроэнергии ($\tau_k = 1,0$): а – электрического КПД и КПД полезной работы цикла; б – электрической мощности ГТУ

мощность установки снижается на 9 % (рис. 6б). При этом электрический КПД и КПД полезной работы цикла уменьшаются на 9 и 9,5 %, соответственно (рис. 6а).

В случае увеличения КПД какого-либо из элементов ЯЭУ по сравнению с базовым значением (компрессора низкого и высокого давления, турбины, регенератора) соответствующий рост электрического КПД и КПД полезной работы цикла можно оценить по графическим зависимостям, приведенным на рис. 4–6. В частности, высокое значение КПД ГТУ сложного цикла достигается при степени регенерации теплоты в

На рис. 5 представлена зависимость электрического КПД, КПД полезной работы цикла и степени понижения давления в турбине от величины КПД гелиевой турбины (все остальные параметры соответствовали базовым значениям) для режима выработки электроэнергии. Расчетное значение КПД турбины было принято равным 0,93 (электрический КПД цикла 46,3 %). При уменьшении КПД турбины от базового значения 0,93 до 0,85 электрический КПД и КПД полезной работы цикла снижаются на 9 и 8,5 %, соответственно, а степень понижения давления в турбине возрастает на 8,5 % до значения 2,255.

Существенное влияние на величину электрического КПД, КПД полезной работы цикла и электрическую мощность ГТУ оказывает степень регенерации теплоты в цикле σ (рис. 6).

Расчеты выполнены для базового режима при значении температурного коэффициента промежуточного охлаждения в компрессоре τ_k равном 1,0. Из рис. 6б следует, что при снижении степени регенерации от базового значения 0,83 до 0,70 электрическая

цикле равной 0,85. Однако, более высокое значение степени регенерации теплоты будет способствовать значительному росту потребной площади поверхности теплообмена в регенераторе теплоты, что приведёт к значительному увеличению его и массы и объёма.

Выводы

1) Выполнено исследование сложного термодинамического цикла БПЭ-ГТУ высокотемпературного газоохлаждаемого гелиевого реактора тепловой мощностью 250 МВт при его работе в режиме выработки электроэнергии и в комбинированном режиме с выработкой тепловой энергии для коммунального теплоснабжения.

2) Основные параметры цикла, показатели мощности и эффективности ГТУ сложного цикла для двух режимов работы – выработки электроэнергии и комбинированного режима определены с учетом того, что КПД элементов ГТУ и эффективность теплообменников соответствуют достигнутому технологическому уровню в современном газотурбостроении.

3) При работе в режиме выработки электроэнергии полезная электрическая мощность установки составляет 115,73 МВт с электрическим КПД 46,3%. В комбинированном режиме электрическая мощность составляет 69,66 МВт с электрическим КПД 27,86%. При этом полезная тепловая мощность установки для использования в коммунальном теплоснабжении составляет 182,13 МВт.

4) Определены потребные мощности теплообменного оборудования БПЭ-ГТУ высокотемпературного гелиевого реактора мощностью 250 МВт; в режиме выработки электроэнергии потребная мощность регенератора составляет 123,7 МВт, предварительного теплообменника – 132,74 МВт, промежуточного теплообменника – 111,18 МВт; в комбинированном режиме – 123,7 МВт, 132,74 МВт и 65,99 МВт соответственно.

5) Уменьшение КПД компрессора низкого и высокого давления от базовых значений (0,875 и 0,85 соответственно) до величины 0,8 приводит к снижению электрического КПД ЯЭУ на 3 и 2% и КПД полезной работы цикла – на 5 и 4%. С уменьшением КПД турбины от базового значения 0,93 до 0,85 электрический КПД и КПД полезной работы цикла снижаются на 9 и 8,5% соответственно, при этом степень понижения давления в турбине возрастает на 8,5%.

Список литературы: 1. Zgliczynski, J. B. The Gas Turbine-Modular Helium Reactor (GT-MHR) High Efficiency [Электронный ресурс] / J. B. Zgliczynski, F. A. Silady, A. J. Neylan // Cost Competitive, Nuclear Energy for the Next Century. – 1994. – GA-A21610. General Atomics. – Opt. disk (CD-ROM). 2. LaBar, M. P. Status of the GT-MHR for Electricity Production [Электронный ресурс] / M. P. LaBar, A. S. Shenoy, W. A. Simon, E. M. Campbell // World Nuclear Association Annual Symposium 3–5 September 2003. – London, 2003. – 15 p. – Opt. disk (CD-ROM). 3. Столяревский, А. Я. Применение высокотемпературных модульных гелиевых реакторов для теплоснабжения энергоёмких производств [Текст] / А. Я. Столяревский, Н. Г. Кодочигов, А. В. Васяев, В. Ф. Головкин, М. Е. Ганин // Новости теплоснабжения. 2011. – № 2. – С. 39–43. – ISSN 1609-4638. 4. Арсеньев, Л. В. Стационарные газотурбинные установки [Текст] / Л. В. Арсеньев, В. Г. Тырышкин, И. А. Богов и др.; под ред. Л. В. Арсеньева, В. Г. Тырышкина. – Ленинград : Машиностроение, Ленинградское отд. – 1989. – 543 с.

Bibliography (transliterated): 1. Zgliczynski, J. B., F. A. Silady and A. J. Neylan. "The Gas Turbine-Modular Helium Reactor (GT-MHR) High Efficiency." *Cost Competitive, Nuclear Energy for the Next Century*. GA-A21610. General Atomics. 1994. Opt. disk (CD-ROM). 2. LaBar, M. P., et al. "Status of the GT-MHR for Electricity Production." *World Nuclear Association Annual Symposium 3-5 September 2003*. London, Opt. disk (CD-ROM). 3. Stolyarevskiy, A. Ya., et al. "The use of high-Modular Helium Reactor for heating energy-intensive production." *Novosti teplosnabzheniya* 2 (2011): 39–43. ISSN 1609-4638. Print. 4. Arsenev, L. V., et al. *Statsionarnyye gazoturbinnyye ustanovki*. Ed. L. V. Arseneva, and V. G. Tyryishkina. Leningrad : Mashinostroenie, Leningradskoe otdelenenie, 1989. Print.

Поступила (received) 06.02.2015