

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК С ВОЗДУШНОЙ УТИЛИЗАЦИЕЙ ТЕПЛА

Розглянуто схему газотурбінної енергетичної установки, що працює з утилізаційного циклу без участі пароводяного робочого тіла. Схема включає основний газотурбінний двигун, рекуператор і допоміжний повітряно-турбінний агрегат, що виробляє додаткову корисну потужність. Наведено результати чисельного дослідження впливу основних параметрів робочого процесу на ефективність машини. На прикладі реально виконаного проекту енергоблоку показано можливість використання його в складі електростанції

Ключові слова: газотурбінний двигун, повітряно-турбінний агрегат, утилізація, рекуператор, ефективність, електростанція

Рассмотрена схема газотурбинной энергетической установки, работающей по утилизационному циклу без участия пароводяного рабочего тела. Схема включает основной газотурбинный двигатель, рекуператор и вспомогательный воздушно-турбинный агрегат, вырабатывающий дополнительную полезную мощность. Приведены результаты численного исследования влияния основных параметров рабочего процесса на эффективность машины. На примере реально выполненного проекта энергоблока показана возможность использования его в составе электростанции

Ключевые слова: газотурбинный двигатель, воздушно-турбинный агрегат, утилизация, рекуператор, эффективность, электростанция

В. А. Коваль

Доктор технических наук,
старший научный сотрудник
Институт проблем машиностроения
им. А.Н. Подгорного НАН Украин
ул. Д. Пожарского, 2/10, г. Харьков, Украина, 61046
E-mail: vakoal48@mail.ru

Ю. М. Ануров

Доктор технических наук, генеральный конструктор
Инженерный центр концептуального проектирования
ул. Трефолева, 2, лит. В.,
г. Санкт-Петербург, Россия, 198097
E-mail: Yuri_Anurou@energomash.ru

А. И. Васильев

Доктор экономических наук, президент академии
Инженерная академия Украины
ул. Д. Пожарского, 2/10, г. Харьков, Украина, 61046
E-mail: 7788982@gmail.com

1. Введение

В связи с постоянным ростом цен на энергоносители, особенно на природный газ, который является основным топливом для большинства газотурбинных установок (ГТУ), актуальной является задача совершенствования термодинамического цикла в плане повышения КПД тепловой машины. При этом переход к циклам более сложной конфигурации, как правило, осуществляется путем добавления к ГТД простой схемы пароводяной надстройки, позволяющей увеличить КПД парогазовой энергоустановки до уровня 53...58 % [1]. Вместе с тем, кроме известных конструктивных и эксплуатационных недостатков, присущих таким парогазовым установкам (ПГУ), стоимость их жизненного цикла может быть весьма велика, что способствует удорожанию вырабатываемой электроэнергии и тепла.

К числу схем ГТУ со сложными "сухими" (без участия пароводяного рабочего тела) термодинамическими циклами следует отнести воздушно-утилизационный цикл с дополнительным воздушно-турбинным двигателем (ВТД), схема которого показана на рис. 1, а. Подробно эта и подобная ей

схемы описаны в работах [1 – 6]. Возможное конструктивно воплощение схемы ГТД + ВТД изображено на рис.1, б.

В данной схеме (рис. 1, а) выхлопной газ в рекуператоре Р подогревает воздух, выходящий из дополнительного утилизационного компрессора (ук), расположенного на одном валу с основным компрессором. Подогретый воздух приводит во вращение воздушную утилизационную турбину (ут), входящую в отдельно вынесенный блок – ВТД. Данная турбина вырабатывает дополнительную мощность к мощности, вырабатываемой основной турбиной которая может быть свободной (СТ). При этом эффективный энергетической установки КПД определяется выражением:

$$\eta_e = \frac{N_{cr} + N_{yr} - N_{yk}}{G_B q_T H_U \eta_T}$$

Из этого выражения следует, что для заданного значения N_{cr}^* существуют оптимальные значения π_K^* и π_{yK}^* , при которых эффективный КПД установки будет иметь максимальное значения, которые могут достигать уровня 44...47 %.

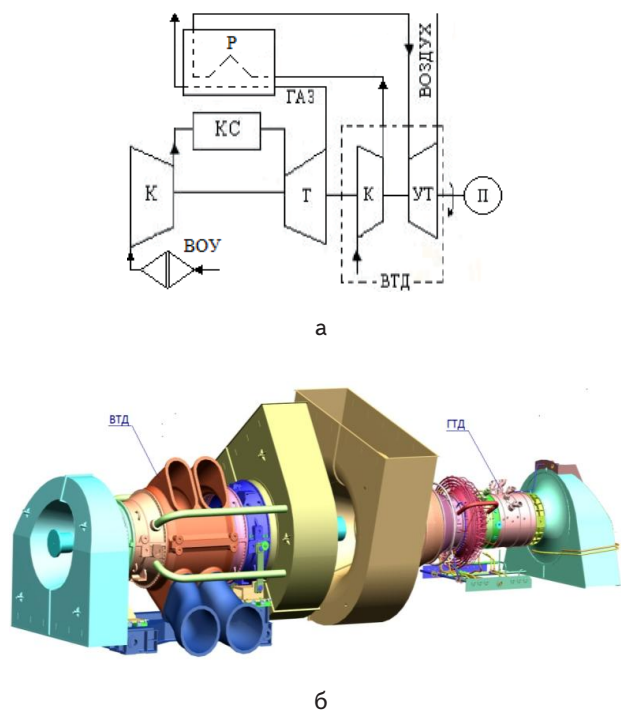


Рис. 1. Принципиальная схема и внешний вид установки ГТД + ВТД: а – утилизионной ГТУ, б – внешний вид установки ГТД + ВТД

Некоторые результаты численных исследований характеристик различных схем с воздушными утилизионными турбинами отражены в работах [4 – 6]. Вместе с тем в указанных работах отсутствуют данные по влиянию основных параметров термодинамического цикла ГТД + ВТД на эффективный КПД машины. Нет информации и относительно выполненных проектов подобных энергетических установок.

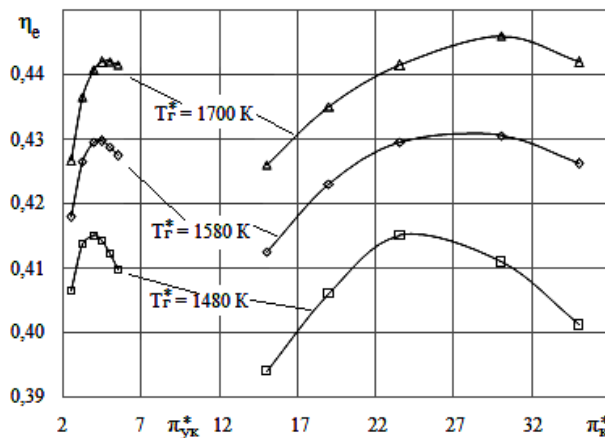
Это ставит задачу дальнейших исследований ГТД + ВТД в ряд актуальных.

2. Результаты численных исследований

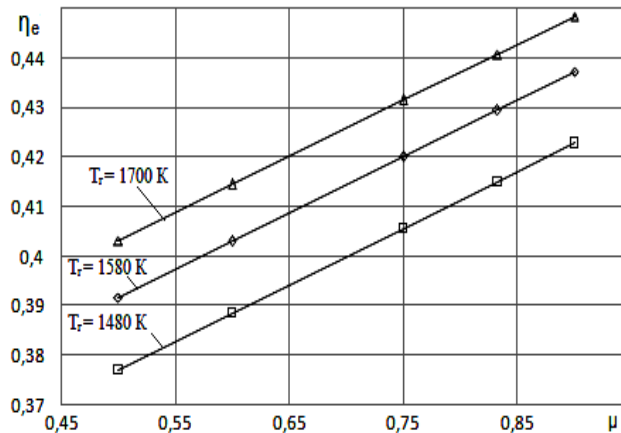
Вариантные термодинамические расчеты ГТД + ВТД выполнены с помощью методики, изложенной в работе [3]. Результаты расчетных исследований в виде зависимостей эффективного КПД установки от π_k^* , π_{yk}^* , T_T^* и степени регенерации μ показаны на рис. 2.

Зависимости $\eta_e = f(\pi_{yk}^*, T_T^*)$ найдены при условиях $\mu = 0,83$ и $\pi_k^* = 24$; зависимость $\eta_e = f(\pi_k^*, T_T^*) - \mu = 0,83$ и $\pi_k^* = 4,0$. Графики $\eta_e = f(\mu, T_T^*)$ получены при условии $\pi_k^* = 4,0$. Видно, что область оптимальных значений π_{yk}^* соответствует $\pi_{yk}^* = 3...5$, которые характерны для компрессоров низкого давления (КНД) стационарных и авиационных двигателей. Это обстоятельство делает экономически целесообразным использовать КНД (или лопатки) серийных ГТД для утилизионных компрессоров ВТД. Результаты расчетов, приведенные в работе [3] свидетельствуют о том, что степень влияния величины μ на эффективный КПД ГТУ, работающей по схеме ГТД + ВТД, меньше, чем в обычной регенеративной схеме (ГТД+Р). Например, 10 % изменение μ (0,75...0,85) для ГТД + ВТД составляет

2,5 % изменения η_e , а для ГТД+Р – 6 %. Для утилизионной схемы с ВТД в диапазоне температур $T_T^* = 1500...1700$ К также как и для ГТУ обычного цикла, наиболее рациональными являются значения $\pi_k^* \leq 27$. В противном случае при незначительном увеличении эффективного КПД возрастают проблемы, связанные с обеспечением потребных запасов газодинамической устойчивости компрессора и его КПД. Соответствующий рост температуры газа перед турбиной, хотя и способствует увеличению η_e , тем не менее, приводит к существенному снижению ресурсных показателей машины. Поэтому ГТУ с высокими значениями эффективного КПД работают, как правило, в пиковом или полупиковом режимах.



а



б

Рис. 2. Зависимости эффективного КПД ГТД + ВТД:

- а – зависимость эффективного КПД от π_k^* , π_{yk}^* , T_T^* ;
- б – зависимость эффективного КПД от μ

3. Реализация утилизионной схемы ГТД+ВТД в проекте энергетической установки ГТЭ-050М

Проект энергетической установки ГТЭ-050М, предназначенной для размещения ее в количестве четырех единиц в составе ГТЭС-200, разработан в Центре концептуального проектирования (г. Санкт-Петербург).

Установка выполнена на базе двухвального газогенератора (рис. 3) со свободной турбиной, вырабатывающей совместно турбиной ВТД полезную мощность, равную 45,5 МВт. Тепловая схема установки показана на рис. 4, где РВП – рекуперативный воздухоподогреватель, ГВТ – газоводяной теплообменник, ВПТ – водяной подогреватель топливного газа, применяемые для повышения КПД машины.

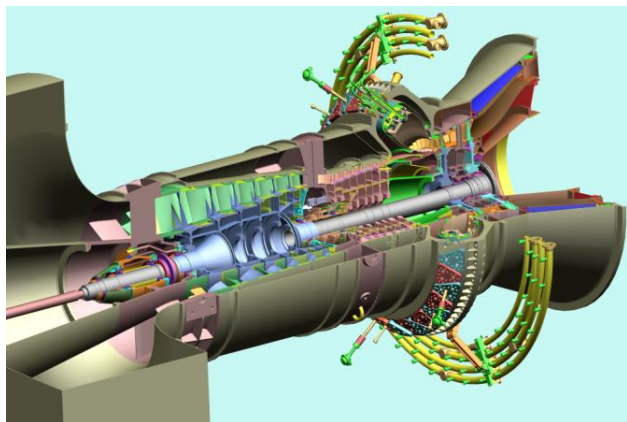


Рис. 3. Двухвальный газогенератор

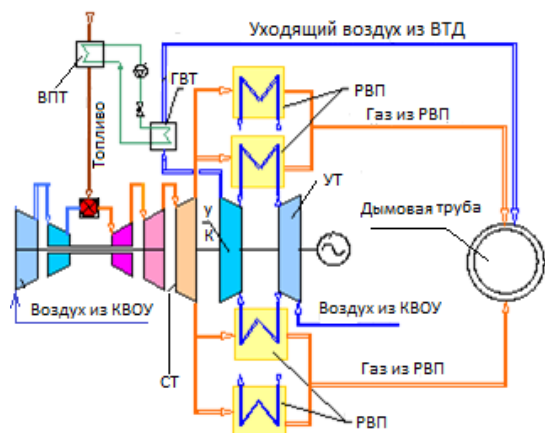


Рис. 4. Тепловая схема ГТЭ-050М

Достаточно высокое значение КПД 47,4 % обеспечивают следующие параметры рабочего процесса: расход воздуха через ГТД 104,6 кг/с; суммарная степень повышения полного давления в компрессоре 23,3; температура газа на входе в ТВД 1580К; температура газа за свободной турбиной 773 К; расход воздуха в ВТД 107,7 кг/с; степень повышения полного давления в УК 4,0; температура воздуха на входе в УТ 719К; температура на выходе из УТ 518К; степень регенерации 0,83. Утилизационная турбина вырабатывает 13,5 % генерируемой общей мощности установки.

Номинальный режим работы ГТЭ-050М при эксплуатации ее в диапазоне температур наружного воздуха от – 45 до + 40 °С имеет два ограничения: по температуре газа в горловом сечении соплового аппарата ТВД; по максимальной мощности 65 МВт при температуре – 25 °С, исходя из работы турбогенератора.

Для ГТУ разработана современная камера сгорания с низким уровнем выброса вредных веществ (ок-

сидов азота и монооксида углерода менее 20 ppm). С целью достижения высоких экологических показателей в процессе проектирования учтен опыт создания малоэмиссионных камер сгорания таких фирм как «Rolls-Royce» и «GE». Обеспечение проектных параметров машины осуществлялось с помощью 3D-программных газодинамических CFD комплексов применительно как к узлам ГТУ, так и их элементам [7] (рис. 5).

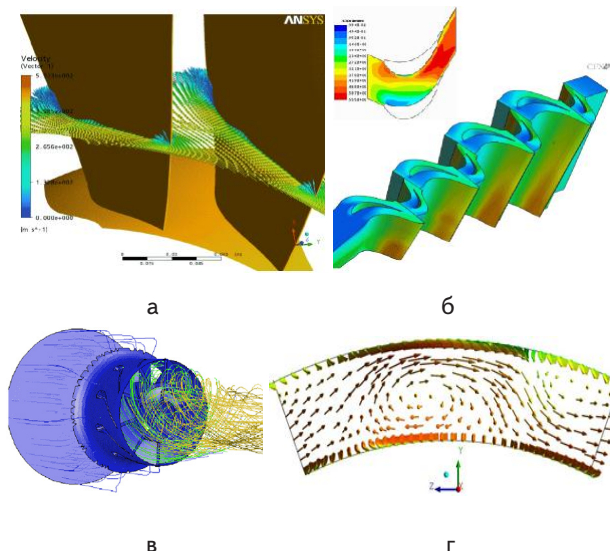


Рис. 5. Примеры использования 3D-программных пакетов при расчете элементов ГТЭ-050М: а – осевого компрессора; б – газовой турбины; в – камеры сгорания; г – выходного канала воздушной утилизационной турбины

Применение указанных пакетов позволило уже на стадии технического проектирования получить более детальную информацию о характере течения в элементах проточной части и, тем самым, снизить вероятность возникновения проблемных зон и обеспечить их высокий КПД. Например, для турбинной группы реализованы следующие показатели: ТВД - $\pi_r^* = 2,4$, $\eta_r^* = 0,885$ при $n = 9936$ об/мин; ТНД - $\pi_r^* = 1,94$, $\eta_r^* = 0,910$ при $n = 8413$ об/мин; СТ - $\pi_r^* = 4,47$, $\eta_r^* = 0,94$ при $n = 3000$ об/мин; УТ - $\pi_r^* = 3,66$, $\eta_r^* = 0,94$ при $n = 3000$ об/мин. Воздушный утилизационный компрессор имеет КПД, равный 90 %.

Отмеченные выше обстоятельства позволяют обеспечить не только высокую экономичность ГТЭС-200 на номинальном режиме работы, но и более маневренные характеристики объекта на переменных режимах эксплуатации в диапазоне нагрузок от 10 до 100...120 %. Расчеты свидетельствуют, что в случае нагрузки от 25 МВт, КПД станции не снижается ниже уровня 40 %. Это значение КПД соответствует номинальному режиму работы ГТУ, выполненной по обычной регенеративной схеме (ГТД+Р), с ее конструктивными и эксплуатационными недостатками в сопоставлении с (ГТД + ВТД) [1 – 3].

Компоновка энергоблока ГТЭ-050М показана на рис. 6.

Ближайшим современным зарубежным аналогом ГТЭ-050М является ГТУ LMS100™ фирмы Дженерал Электрик с мощностью 99 МВт и КПД привода порядка 45 % [8]. Столь высокие показатели машины обе-

спечиваются развитым промежуточным охлаждением циклового воздуха ($\Delta T = 126 \text{ }^{\circ}\text{C}$) и впрыском пара в камеру сгорания при $T_r^* = 1650 \text{ K}$.

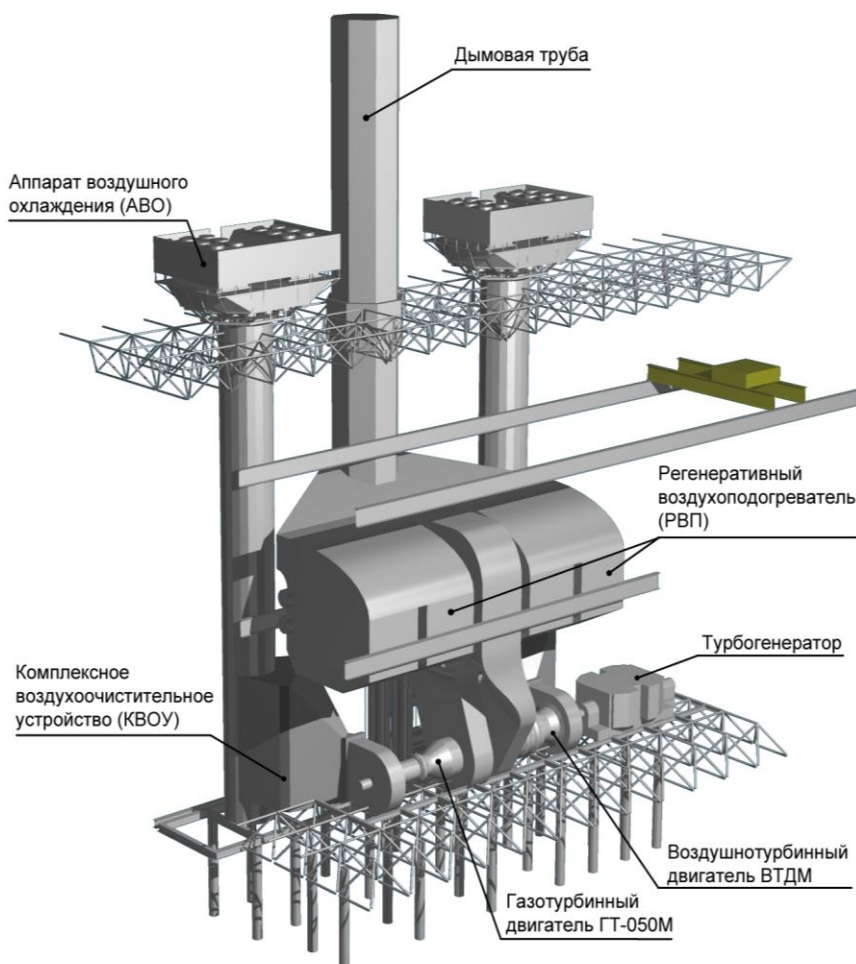


Рис.6. Компоновочная схема энергоблока ГТЭ-050М

Вместе с тем такое глубокое охлаждение потребовало постановки водяного и каскада воздушных охладителей, что вызывает ухудшение массогабаритных характеристик установки, а так же приводит к затратам генерируемой агрегатом мощности в 2 МВт на привод вентиляторов каскада воздушного охлаждения [9]. С учетом же потерь энергии в электрической части станции (пять агрегатов LMS100TM), а также других затрат мощности на собственные нужды – на привод вентиляторов системы охлаждения турбогенератора, насосов контура антифриза, масляных насосов и т.п. - стационарный электрический КПД окажется более низким.

В ГТЭС-2000 нет системы промежуточного охлаждения воздуха в компрессорах, а, следовательно, и системы охлаждения. Суммарные затраты мощности на собственные нужды станции составляют всего 0,69 МВт на всю четырехблочную установку. В энергоблоке ГТЭ-050М предусмотрен нагрев сетевой воды в специальном котле-утилизаторе, расположенном за РВП, за счет теплоты уходящих газов от ГТД ГТ-050М

и выхлопного воздуха ВТД. Для холодного (отопительного) времени года при $t = -35 \text{ }^{\circ}\text{C}$ присоединенная нагрузка составляет 19,2 Ккал/ч.

Поскольку в настоящее время в составе энергоблоков часто используются ПГУ, то в заключение следует привести их сравнение с описанной выше установкой, реализованной по схеме ГТД+ВТД.

Сопоставление ГТЭС и ПГУ обычно проводят по КПД, рассчитанным применительно к нормальным, а не стационарным условиям, в частности, без учета затрат мощности на собственные нужды и для температуры конденсатора, равному 0,004 МПа.

Фактически же такой уровень давления в конденсаторе при нормальных условиях (при $+15 \text{ }^{\circ}\text{C}$), как правило не достигается из-за действующих экологических ограничений по сбросу тепла во внешний водоем, либо по водообеспеченности систем орошения градиен.

Кроме того, затраты энергии на собственные нужды по выработке электроэнергии в ПГУ значительно выше, чем в ГТЭС, и составляют примерно 4 % от паротурбинной мощности, или, примерно, 1,5 % от мощности ПГУ (то есть - стационарный КПД минимум на 1,5 % ниже заявляемых значений КПД в нормальных условиях).

ГТЭС имеет существенно лучшие экологические характеристики, чем любая ПГУ, поскольку:

- не имеет характерных для ПГУ сточных вод из блоков обессоливающих устройств (так как нет паровых котлов), не требует

больших расходов воды из внешних источников в систему технического водоснабжения и систему охлаждения;

- не имеет градиен, занимающих большие площади и требующих отбора большого количества воды из внешних источников на испарение в системе орошения;

- имеет более низкие выбросы NOx (менее 25 ppm) благодаря более высокому давлению в камере сгорания и более высокой начальной температуре среды сжигания топлива - воздуха за компрессором при более высоких коэффициентах избытка воздуха (вследствие более высокой степени сжатия, чем в комплектах ГТУ для ПГУ).

4. Выводы

ГТЭС может быть приближена к потребителю с соответствующим (весьма значительным) сокращением потерь электроэнергии на трансформацию и транспортировку.

Кроме того, приближение ГТЭС к потребителю расширяет возможности ее использования для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, поскольку позволяет подавать тепло на меньшие расстояния с меньшими тепловыми потерями.

Сравнительные экономические оценки, выполненные для двух схем энергетических ГТУ с одина-

ковой единичной мощностью 45 МВт, работающих по простому термодинамическому циклу (например ГТЭ-45 [3, 10]) и конфигурации ГТД + ВТД (ГТЭ-050М), показывают, что при цене на природный топливный газ 500 \$ США и времени эксплуатации 7500 часов годовой экономический эффект составит порядка 10 млн \$.

Литература

1. Конвертирование авиационных двигателей в стационарные газотурбинные установки [Текст] / В. А. Коваль, В. В. Романов, Ю. М., Ануров [и др.]. – Харьков: Монограф, 2010. – 244 с.
2. Обеспечение показателей надежности и ресурса ГТД стационарного применения [Текст] / Ю. М. Ануров, В. А. Коваль, А. А. Халатов [и др.]. – Харьков: Монограф, 2011. – 318 с.
3. Особенности рабочих процессов в газотурбинных и парогазовых энергетических установках и их элементах [Текст] / В. А. Коваль, В. Е. Михайлов, В. В. Романов, Е. А. Ковалева. – Харьков: Монограф, 2013. – 334 с.
4. Матвеевко, В. Т. Работа комбинированных ГТУ с воздушными утилизирующими турбинными двигателями на переменных режимах [Текст] / В. Т. Матвеевко, В. А. Очеретяный // Авиац.-косм. техника и технология. – 2011. – №10 (87). – С.82 – 85.
5. Кучеренко, О. С. Характеристики газотурбинных двигателей с воздушными турбинными теплоутилизирующими установками [Текст] / О. С. Кучеренко, С. Н. Мовчан, А.А. Филоненко [и др.] // Восточно - Европейский журнал передовых технологий. – 2010. - №3/3(45). – С.26 – 31.
6. Матвеевко, В. Т. Энергоэффективность комбинированных ГТУ с утилизирующими турбинными двигателями [Текст] / В. Т. Матвеевко, В. А. Очеретяный // Газотурбинные технологии. - Рыбинск, 2010.-№7(88). – С.44 – 48.
7. Использование 3-D и 2-D комплексов CFD при аэродинамической доводке осевых компрессоров [Текст] / Ю. М. Ануров, В. А. Коваль, В. В. Романов, Е. А. Ковалева// Насосы. Турбины. Системы. – Воронеж, 2012. – №3(4). – С.5 – 11.
8. Дудко, А. П. Энергетические газотурбинные установки GE для строительства новых и модернизации существующих мощностей на ТЭЦ в России [Текст] / А. П. Дудко // Газотурбинные технологии. - Рыбинск, 2011.-№5(96). – С.12 – 15.
9. Клименко, В. Н. Когенерационные системы с тепловыми двигателями: Часть 2 [Текст] / В. Н. Клименко, А. И. Мазур, А. И. Сигал. – К.: ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2011. – 792 с.
10. Чобенко, В. Н. Математическая модель одновального ГТД ДО45 [Текст] / В. Н. Чобенко, Р. В. Палиенко, А. Л. Лютиков // Восточно - Европейский журнал передовых технологий. – 2013. - №3/12(63). – С.18 – 21.