

Для цитирования: В.А.Буланин. Использование газовых турбин для комбинированного производства энергии. Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. 2020; 47 (1): 8-18. DOI:10.21822/2073-6185-2020-47-1-8-18

For citation: V.A. Bulanin. Use of gas turbines for combined energy production. Herald of Daghestan State Technical University. Technical Sciences. 2020; 47 (1): 8-18. (In Russ.) DOI:10.21822/2073-6185-2020-47-1-8-18

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ, МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЕ И ХИМИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ

УДК 624.011.1

DOI: 10.21822/2073-6185-2020-47-1-8-18

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ТУРБИН ДЛЯ КОМБИНИРОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

В.А. Буланин

ООО «Инновационные технологии – Энергетика»,
308007, г. Белгород, ул. Мичурина, 56, Россия

Резюме. Цель. Проблема состоит в том, что, ранее в СССР, а затем в СНГ газотурбинные (ГТУ) и парогазовые (ПГУ) установки использовались в ограниченном количестве, несмотря на очевидность и целесообразность их широкого внедрения. Актуальность проблемы заключается в том, что паротурбинные ТЭС исчерпали возможности повышения эффективности использования топлива и капитальных вложений. В мировой практике природный газ используют в первую очередь в ГТУ и ПГУ. В СНГ до последнего времени не было достаточно опыта проектирования, строительства и эксплуатации энергетических ГТУ и ПГУ. **Метод.** Исследования в данной области носили, как правило, эпизодический характер. Необходимо систематизировать результаты этих исследований, провести оценку состояния исследований на мировом уровне, определить программу исследований с учетом региональных особенностей. **Результат.** В статье указаны основные причины и потенциальная эффективность использования газовых турбин. Исследованы принципиальные схемы и конструкции ГТУ, технические и технико-экономические характеристики, оценка целесообразности их использования. **Вывод.** Учитывая положительный мировой опыт, уровень развития газотурбинных технологий и наличие природного газа, целесообразно и необходимо использовать газотурбинные и парогазовые установки в топливно-энергетическом комплексе, промышленности, сельском хозяйстве и коммунальной энергетике при техническом перевооружении этих отраслей, проектировании и строительстве новых источников энергии. Повсеместное (в центрах тепловых и электрических нагрузок) внедрение газотурбинных установок позволит сократить потребность экономики региона в энергетическом топливе и обеспечить прирост энергетических мощностей без строительства новых неэкономичных и сложных паротурбинных ГРЭС.

Ключевые слова: газовая турбина, теплоэнергетика, газотурбинные установки, теплоснабжение, когенерация, впрыск пара

POWER, METALLURGICAL AND CHEMICAL MECHANICAL ENGINEERING

USE OF GAS TURBINES FOR COMBINED ENERGY PRODUCTION

V.A. Bulanin

Innovative Technologies – Energy LLC,
56 Michurina St., Belgorod 308007, Russia

Abstract. Aim. Despite the obvious expediency of their widespread implementation, gas turbine (GT) and combined cycle gas turbine (CCGT) plants were only used in limited quantities in the former USSR and CIS countries. Due to the exhaustion of possibilities to increase the fuel use efficiency and return on investment (ROI) in steam-turbine combined heat and power (CHP) plants, the development of GT and CCGT plants becomes an urgent problem. In current global practice, the primary fuel for gas turbines and combined cycle gas turbines is natural gas. However, until recently, there has been a lack of experience in the design, construction and operation of GT and CCGT plants in the CIS countries. **Method.** Due to the ad hoc nature of research in this area, it was necessary to systematise the results of existing studies and assess the state of research at the world level taking regional characteristics into account. **Results.** The article presents the main considerations and potential effectiveness of the use of gas turbines. Basic gas turbine construction schemes are investigated along with their techno-economic characteristics and an assessment of their comparative utility. **Conclusion.** Considering the widespread availability of natural gas, it is recommended that gas turbine and combined-cycle plants be installed as part of the process of technical re-equipment in the fuel and energy complex, industry, agriculture and municipal energy sectors as part of the design and construction of new energy sources in the light of positive world experience and the current level of development of gas turbine technologies. Ubiquitous implementation of gas turbine units in the centres supplying heat and electric loads will reduce the regional economy's need for energy fuel and ensure an increase in energy capacity without the need to construct new complex and uneconomic steam turbine power plants.

Keywords: gas turbine, heat and power engineering, gas turbine installations, heat supply, co-generation, steam injection

Введение. Основными производителями электроэнергии в России являются мощные ГЭС, АЭС и ТЭС. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России по состоянию на 31.03.2019 приведена в табл. 1.

Таблица 1. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России
Table 1. The structure of the installed capacity of power plants
of the Unified Energy System of Russia

Электростанции Power plants	Установленная мощность Installed capacity	
	МВт MW	%
ЕЭС России, всего, в т.ч.: UES of Russia, total, including:	245 810	100,00
Тепловые электростанции Thermal Power Plants	166 070	67,56
Гидроэлектростанции Hydroelectric power stations	49 469	20,12
Солнечные электростанции Solar power plants	954	0,39
Ветровые электростанции Wind farms	184	0,07
Атомные электростанции Nuclear power plants	29 132	11,85

Распределение тепловых электростанций по установленной мощности (%): ГРЭС – 38, ТЭС – 30. Направления дальнейшего развития энергетики России представлены в «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2012–2018 годы» [1].

В России действуют 163 тепловых электростанции, из которых 124 составляют ТЭЦ с давлением пара 9 МПа и более, суммарная мощность последних – 54,8 ГВт (эл). Эти ТЭЦ имеют следующее распределение по мощностям (табл. 2).

Таблица 2. Распределение тепловых электростанций в России по мощностям
Table 2. Distribution of thermal power plants in Russia by capacity

Мощность ТЭЦ, МВт (эл.) Power of thermal power station, MW (el.)	50-100	101-200	201-500	501-750	751-1000	> 1000
Количество ТЭЦ Number of CHP	4	12	78	18	4	8
Суммарная мощность, МВт (эл.) Total power, MW (el.)	267	1932	28647	11229	2505	10280

Мощность ГТУ и ПГУ составляет 14 ГВт. Это менее 9 процентов от всего парка тепловых электростанций ЕЭС России.

Как видно из представленных данных, количество ТЭЦ меньшей мощности незначительно, в связи с чем, теплоснабжение городов с численностью населения менее 500 тыс. чел., как правило, осуществляется от котельных. За последние 20 лет доля теплофикационной выработки ТЭС уменьшилась с 34 до 28% [2]. При этом, например, Белгородской области не обременена, как другие регионы, большим количеством морально и физически устаревших паротурбинных электростанций, которые даже после их техперевооружения не смогут составить конкуренцию новым электростанциям, использующим современные газотурбинные технологии. С ростом цен на энергоресурсы до уровня мировых будут расти и тарифы на электроэнергию, производимую на федеральных электростанциях. Поэтому сохранение ориентации на электроснабжение Белгородской области преимущественно от внешних энергоисточников, через ФОРЭМ, станет фактором, сдерживающим экономический рост области.

Кроме электроэнергии в область по магистральным газопроводам поступает также природный газ, значительная доля которого используется неэффективно – на подогрев воды для горячего водоснабжения и отопления.

Постановка задачи. В статье [3] рассмотрено и проанализировано состояние мирового и отечественного рынков газотурбинных установок (далее – ГТУ) разной мощности. Приведены прогнозы и перспективы выпуска ГТУ. Газотурбинные установки имеют следующие преимущества [4]: малая стоимость, высокая степень автоматизации всех процессов, незначительное влияние на окружающую среду, маневренность и мн. др.. Относительно малая удельная стоимость газотурбинных установок обеспечивается тем, что в схеме ГТУ отсутствуют такие дорогостоящие элементы паротурбинного цикла, как паровой котел, конденсационная паротурбинная установка с системой технического водоснабжения, водоподготовительная установка. Все эти факторы делают ГТУ в 2-2,5 раза дешевле конденсационной электростанции соответствующей мощности.

С развитием газотурбостроения значительно улучшены технико-экономические характеристики ГТУ. Турбогруппа ГТУ (компрессор, камера сгорания, газовая турбина) выполняются, как правило, как единый блок на одной раме, испытываются на заводе и при монтаже не требует разборки. Турбогруппа доставляется на стандартной железнодорожной платформе и после монтажа ее необходимо подключить только к топливоподаче и электрооборудованию. Строительные работы и монтаж ГТУ длятся от 2 до 6 месяцев.

К.п.д. ГТУ в последние годы повышается за счет начальной температуры в камере сгорания до 1100°C. Если в 60-е годы к.п.д. ГТУ составлял 20%, то в настоящее время достигнут и превышен уровень 40%. Кроме того, значительно увеличился ресурс ГТУ. К недостаткам ГТУ относят большие потери теплоты с уходящими газами, температура которых достигает 500°C. Однако использование этой теплоты возможно, например, в котлах-утилизаторах, в топках действующих котлов.

Первое практическое применение газовых турбин в энергетике относится к 1932 г., когда фирма «Броун-Бовери» (Швейцария) применила сетевой компрессор с турбоприводом для наддува котла (так называемый цикл Веллокса). Первая электростанция с газовыми турбинами была пущена в Швейцарии в 1939 г. («Эшер Висс») и лишь к концу 40-х годов газовые турбины нашли применение в энергетике США. В конце 1976 г. установленная мощность американских ГТУ составила 45,6 ГВт, т.е. приблизительно 8,5% от мощности всех энергетических установок страны. К концу 1975 г. в США в эксплуатации находились установки комбинированного цикла общей мощностью около 1000 МВт.

Анализ новых технических решений, связанных с использованием природного газа, которые содержатся в зарубежных докладах и других материалах XIV Конгресса МИРЭК [5], в первую очередь в электроэнергетике, свидетельствует о том, что в Западной Европе, США и Японии широко используются ГТУ и ПГУ с газовыми турбинами единичной мощностью до 200 МВт и с начальной температурой до 1250 °С.

В СССР разработка стационарных газовых турбин проходила по двум основным направлениям, в качестве: приводов для компрессорных станций на газопроводах; энергетических установок для несения пиковых и полупиковых нагрузок.

Таким образом, основная задача советского газотурбостроения на этот период заключалась в строительстве стационарных газовых турбин для привода нагнетателей. В начале 1975 г. в эксплуатации находилось более 600 установок с турбинным приводом общей мощностью более 37 ГВт. Тем не менее, к 1975 г. были пущены и функционировали около 20 энергетических установок мощностью от 10 до 100 МВт. Они предназначались, прежде всего, для покрытия пиковых нагрузок, хотя некоторые из них применялись и как базисные. Кроме того, функционировало несколько установок комбинированного цикла.

В настоящее время в условиях импортозамещения и локализации производства в России импортных газовых турбин наметились определенные изменения. Например, ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин», созданное в 2011 году в Санкт-Петербурге, занимается разработкой, сборкой, продажей и обслуживанием газовых турбин мощностью свыше 60 МВт для рынка России и СНГ, а также локализацией производства. Завод, построенный с нуля и оснащенный самым высокотехнологичным оборудованием, стал одним из крупнейших предприятий энергетического сектора в регионе. Продуктовая линейка СТГТ включает в себя газовые турбины SGT5-2000E мощностью 187 МВт и SGT5-4000F мощностью 329 МВт. Правительство России готово предоставлять субсидии российским организациям на финансовое обеспечение части затрат на проведение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ в рамках создания производства газовых турбин большой мощности в диапазоне 60 - 80 МВт и 150 - 180 МВт с КПД не менее 35 процентов в простом цикле [6].

Методы исследования. Одним из наиболее важных факторов, которые должны быть изучены при разработке ГТУ, является график нагрузки системы. В тех случаях, когда установка рассчитана на использование в течение коротких отрезков времени при высокой нагрузке с частыми пусками и остановками, важно учитывать не только требуемую мощность, но и число планируемых пусков и остановок, а также скорость нагружения установки. Если имеется возможность повышать нагрузку со сравнительно малой скоростью и при этом выполнять все необходимые требования, то износ оборудования будет минимальным. При быстром пуске с быстрым нагружением межремонтный период потребуется сократить.

Как указывалось выше, одними из первых ПГУ, реализованных на практике, были газотурбинные надстройки к паротурбинным блокам, в которых выхлопные газы газовой турбины сбрасывались в обычный паровой котел. Поскольку мощность ГТУ по сравнению с паровой турбиной относительно была мала, этот тип установок не позволял выявить все преимущества ПГУ. В связи с этим для дальнейшего анализа рассматриваются две наиболее характерные разновидности парогазовых установок.

1. Парогазовая установка с высоконапорным парогенератором. В данной установке теплота к паротурбинному циклу подводится как от уходящих газов газовой турбины, так и путем

расхолаживания продуктов сгорания перед газовой турбиной. Коэффициент избытка воздуха в камере сгорания близок к стехиометрическому.

2. Парогазовая установка с котлом-утилизатором. В данной установке теплота к паротурбинному циклу подводится только от уходящих газов газовой турбины. Для регулирования параметров пара в котле-утилизаторе и повышения тепловой экономичности паротурбинной части цикла возможно дожигание дополнительного топлива в содержащих остаточный кислород уходящих газах. Температура рабочего тела перед газовой турбиной поддерживается регулированием избытка воздуха.

Внедрение газотурбинных установок (ГТУ) в энергетику идет в двух направлениях: в качестве самостоятельных энергетических установок и в составе парогазовых установок (ПГУ).

Современные газотурбинные установки мощностью от 12 до 150 МВт с температурами газов перед турбиной от 900 до 1200°С имеют КПД на уровне 28-33%, что обеспечивает удельные расходы топлива на выработку электроэнергии 440-370 г у.т./кВт.ч.

Несмотря на то, что ГТУ по экономичности заметно уступают паросиловым энергоблокам, благодаря более низким капиталовложениям, простоте сооружений, малой потребности в охлаждающей воде, высоким маневренным характеристикам – газотурбинные установки находят применение в качестве пиковых мощностей в энергосистемах (ГРЭС-3 Мосэнерго, Ивановская ГРЭС, Краснодарская ТЭЦ, Симферопольская ГРЭС) и базовых энергетических установок в отдаленных районах и изолированных энергосистемах (Якутская ГРЭС, Небит-Дагская ГРЭС, плавучие электростанции «Северное сияние», передвижные электростанции на Севере и т.п.).

Газовые турбины мощностью до 25 МВт, выполненные на базе авиационных и судовых двигателей, имеют независимые валы для привода компрессора (группы компрессоров) и генератора. Мощные современные ГТУ выполняются одновальными с единым приводом компрессора и генератора.

После освоения в энергетическом газотурбостроении газовых турбин с высокими начальными температурами газов на уровне 1100-1300°С температура газов на выхлопе газовых турбин достигла значений 520-550°С и утилизация теплоты стала возможной путем выработки пара достаточных параметров для его использования в мощных паросиловых установках. При применении газовых турбин с более низкими начальными температурами газов, когда на выхлопе их температура составляет 350-450°С, теплота газов может использоваться в котлах паросиловой установки, для подогрева питательной воды и конденсата, для производства пара для технологических нужд, для подогрева сетевой воды.

Наиболее экономичной ПГУ является установка, работающая по чисто утилизационной схеме, в которой утилизируемая теплота уходящих газов используется для производства пара, направляемого в паровую турбину. В утилизационных ПГУ мощность газовых турбин достигает 60-65 % мощности энергоблока, а КПД нетто 50-51%. При сооружении новых мощностей на электростанции, сжигающих только газовое топливо, приоритет за ПГУ утилизационного типа неоспорим. В этом типе ПГУ максимальная единичная мощность блока определяется мощностью газовых турбин. Газотурбинная надстройка по мощности может составлять 1/3 мощности паровой турбины, а с учетом повышения мощности паровой турбины, при отключении отборов пара на ПВД, мощность блока после надстройки повышается на 50%. КПД ПГУ с вытеснением регенерации на базе блока СКД мощностью 300 МВт достигает 45%.

В процессе освоения газовых турбин, когда температура газов перед газовыми турбинами определялась уровнем 700-800°С, были разработаны ПГУ с высоконапорным парогенератором (Невинномысская ГРЭС, ПГУ-170). По схеме ПГУ с высоконапорным парогенератором (ВПГ) топливо сжигается в топке под давлением, а теплота сожженного топлива одновременно используется для производства пара и подачи в газовую турбину горячих газов. Схема достаточно сложна, имеет дополнительные камеры сгорания, а сравнительно малая мощность газовой турбины (около 15%) делает цикл малоэкономичным. Основным преимуществом ПГУ с ВПГ - малые металлоемкости и габариты котла.

Следует отметить, что для оперативного резерва и пикового режима должны выбираться наиболее дешевые и мобильные типы газовых турбин. Для полупиковых и базовых режимов (как для автономно работающих ГТУ, так и для ГТУ, работающих в составе ПГУ) должны использоваться наиболее экономичные газотурбинные двигатели.

Специфические условия эксплуатации оборудования в составе ГТУ и ПГУ. Технические требования к газотурбинным установкам изложены в ГОСТ 29328-92 «Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические требования» и в главе 4.6 «Правил технической эксплуатации электростанций и сетей».

Оборудование ГТУ выполняется в виде блочных конструкций. Блоки должны быть готовыми к монтажу без разборки и ревизии. У ГТУ со свободной турбиной более высокий уровень заброса частоты вращения при сбросах нагрузки. ГТУ с подобными турбинами не могут разворачиваться при пусках от генератора через ТПУ, но на разворот требуются значительно меньшие мощности.

Номинальная скорость пуска и нагружения устанавливается в ТУ на ГТУ конкретного типа заводам-изготовителям и обычно составляет для ГТУ мощностью до 25 МВт – 10 мин., для ГТУ большей мощностью – до 20 мин.

Технико-экономическое обоснование применения ГТУ-ТЭЦ. Самым эффективным способом энергоснабжения и энергосбережения в мировой практике признан способ комбинированного производства электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ). При этом для производства электрической энергии в газотурбинных установках используется природный газ, а для производства тепловой энергии – низко-потенциальная теплота отработавшего в турбине газа. За счет утилизации этого тепла покрывается более 70% годовой потребности в тепловой энергии. Водогрейные котлы, в топках которых сжигается природный газ, используются, как правило, для снятия пиковых тепловых нагрузок в наиболее холодные периоды отопительного сезона и обеспечивают выработку до 30% годовой потребности.

Газотурбинные установки малой и средней мощности (2,5-30 МВт) найдут применение при реконструкции и модернизации систем энергоснабжения промышленных предприятий Белгородской области, систем теплоснабжения жилищно-коммунального хозяйства.

Газотурбинные установки большой мощности (до 100 МВт и более) целесообразно использовать в системах централизованного тепло- и электроснабжения крупных городов и горно-металлургического комплекса области.

В настоящее время известно много технологических схем ГТУ, каждая из которых учитывает специфику их применения и предъявляемые к ним требования.

Они отличаются друг от друга экономичностью, параметрами и формой теплоносителя, но основная идея высокоэффективного применения ГТУ – утилизация теплоты выхлопных газов (комбинированная схема) на ГТУ-ТЭЦ.

Основными преимуществами газотурбинных электростанций являются:

- низкий удельный расход условного топлива на производство электроэнергии (150...180 г/кВт.ч) по сравнению с действующими ГРЭС (360...390 г/кВт.ч);
- меньшие на 30...70 % удельные капитальные вложения;
- сокращенные в 2...3 раза сроки строительства;
- низкая удельная численность эксплуатационного персонала;
- пониженные в 2...3 раза выбросы вредных веществ в окружающую среду;
- отсутствие потребности в системах технического водоснабжения;
- максимальная приближенность к потребителю (не требуется строить дополнительные ЛЭП и подстанции 110...500 кВ);
- сокращение затрат в газодобывающую отрасль и магистральные газопроводы.

При реконструкции существующих котельных дополнительную экономию можно получить путем внедрения комбинированной схемы производства энергии за счет уменьшения затрат на строительство подъездных путей, здания для ГТУ-ТЭЦ, систем топливоподачи и дымоудаления, водоподготовительной установки и пр.

Один из показателей энергетической эффективности ТЭЦ – удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении; ее зависимость на ГТУ-ТЭЦ от к.п.д. газовой турбины представлена на рис. 1.



Рис. 1. Удельная выработка электроэнергии ГТУ-ТЭЦ на тепловом потреблении
Fig. 1. Specific power generation of GTU-TPP for heat consumption

Обсуждение результатов. Применение современных газотурбинных технологий и высокий уровень их самоокупаемости положительно влияют как на процесс привлечения инвестиций, так и на наращивание степени надежности и экономичности основных производств области: сельскохозяйственные перерабатывающие предприятия, горно-металлургический комплекс и др. В г. Белгороде построены и действуют две газотурбинные ТЭЦ с утилизацией теплоты отработавших газов в котлах-утилизаторах на ГТУ-ТЭЦ «Луч» и на Белгородской ТЭЦ мощностью каждой по 60 МВт (2 x 30 МВт).

Современное состояние экономики Белгородской области таково, что при суммарной присоединенной нагрузке потребителей порядка 2 000 МВт поставки электроэнергии на 93% осуществляются с федеральных электростанций по магистральным линиям электропередачи. Таким образом, ее электроснабжение полностью зависит от ситуации, складывающейся на федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) [7].

Сохранение ориентации на электроснабжение области преимущественно от внешних энергоисточников через оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) станет одним из основных сдерживающих факторов ее экономического роста. Современное состояние экономики области таково, что при суммарной присоединенной нагрузке потребителей до 2 000 МВт поставки электроэнергии на 95% осуществляются с федеральных электростанций по магистральным линиям электропередачи. Таким образом, ее электроснабжение полностью зависит от ситуации, складывающейся на ОРЭМ.

Основными потребителями электроэнергии в Белгородской области являются устойчиво работающие и постоянно наращивающие свое производство энергоемкие предприятия одного из крупнейших в мире горно-металлургического комплексов.

Область не обременена, как другие регионы, большим количеством морально и физически устаревших паротурбинных электростанций, которые даже после их техпереворужения не смогут составить конкуренцию новым электростанциям, использующим современные газотурбинные технологии. Кроме электроэнергии в область по магистральным газопроводам поступает также природный газ, значительная доля которого используется неэффективно – на подогрев воды для горячего водоснабжения и отопления.

Таким образом, экономика Белгородской области находится в двойной энергетической зависимости, обусловленной: постоянно возрастающим потреблением производимой в других регионах электроэнергии; ростом использования природного газа для покрытия потребности промышленности, а также нагрузок отопления и горячего водоснабжения (80%).

Подъем экономики области немислим без снижения стоимости энергетической продукции и, как следствие, снижения затрат на производство, например, энергоемкой продукции ее

Эти электростанции покрывает менее 5% потребности региона в электроэнергии. Поэтому теплоснабжение потребителей обеспечивается преимущественно от отопительных котельных.

ГТУ 25 МВт работают в базовом режиме со сбросом отработавших газов с содержанием кислорода 15% и температурой 450-500 °С в ПКУ. Вырабатываемый пар используется: в летний период – преимущественно в качестве энергетического впрыска в ГТУ, в зимний период – преимущественно для подогрева сетевой воды на отопление и горячее водоснабжение потребителей. Пиковая отопительная нагрузка кратковременно покрывается за счет дополнительного сжигания природного газа в ПКУ.

Основные научно-технические проблемы, которые решаются при создании ГТУ-ТЭЦ по предложенной технологической схеме с впрыском пара в камеру сгорания: подготовка умягченной воды требуемого качества для восполнения безвозвратных потерь пара на впрыск в камеру сгорания ГТУ с расходом ориентировочно 1 т/МВт·ч; разработка прямоточного парового котла-утилизатора оптимальной конструкции. Прогноз мирового выпуска газотурбинного оборудования в 2012–2021 гг. представлен в [16].

Вывод. Учитывая положительный мировой опыт, уровень развития газотурбинных технологий и наличие природного газа, целесообразно и необходимо использовать ГТУ и ПГУ в топливно-энергетическом комплексе, промышленности, сельском хозяйстве и коммунальной энергетике при техническом перевооружении этих отраслей, проектировании и строительстве новых источников энергии.

Повсеместное (в центрах тепловых и электрических нагрузок) внедрение газотурбинных установок позволит сократить потребность экономики региона в энергетическом топливе и обеспечить прирост энергетических мощностей без строительства новых неэкономичных и сложных паротурбинных ГРЭС.

Для выбора оптимальных вариантов технологических схем и оборудования ГТУ и ПГУ с учетом специфики и климатических условий региона целесообразно проведение комплекса прикладных научно-исследовательских работ. При этом необходимо максимально использовать опыт и технологии передовых зарубежных стран и Российской Федерации.

Библиографический список:

1. Приказ Минэнерго России от 13.08.2012 № 387. URL: <http://lawru.info/dok/2012/08/13/n20065.htm>
2. Кожуховский И.С. Перспективы развития тепловой энергетики России / АГБЭ. VII ежегодная конференция газеты ВЕДОМОСТИ. РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИКА. Москва, 2013.
3. Скиба М.В. Тенденции развития рынка газотурбинных установок // Вестник Самарского государственного университета. Серия «Экономика и управление». 2015. № 9/2 (131). с. 156–164.
4. Буланин В.А., Захидов Р.А. Пути совершенствования теплоэнергетики Узбекистана // Узбекский журнал "Проблемы информатики и энергетики", № 2, 1992. с. 23-28.
5. Баринберг Г.Д., Бененсон Е.И. Влияние параметров свежего пара, промежуточного перегрева и единичной мощности на экономичность теплофикационных турбин. - В сб.: Опыт создания турбин и дизелей. Свердловск, Ср.-Уральск. кн. изд-во, 1969. с. 97-102.
6. Правила предоставления из федерального бюджета субсидий российским организациям на финансовое обеспечение части затрат на проведение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ в рамках создания производства газовых турбин большой мощности. [Постановление Правительства России от 21.03.2019 № 301]. URL: <http://government.ru/news/36182/>.
7. Вольфберг Д.Б. XIV конгресс мировой энергетической конференции. - Энергохозяйство за рубежом, 1990, № 1. с. 1-5.
8. Буланин В.А., Буланин А.В., Лапин Е.А. Газотурбинные технологии – в энергетику Белгородской области // Журнал "Газотурбинные технологии", 2001, № 1 (10), стр. 14-16.
9. Масленников В.М., Выскубенко Ю.А., Штеренберг В.Я. (СССР), Смитсон Г.Р., Робсон Ф.Л., Лемон А.В., Лохон В.Т. (США). Парогазовые установки с внутрицикловой газификацией топлива и экологические проблемы энергетики. М.: Наука, 1983. 264 с.
10. R. Kadi, A. Bouam, S. Aissani. Analyze of gas turbine performances with the presence of the steam water in the combustion chamber, Revue des Energies Renouvelables ICRES-07 Tlemcen (2007), p. 327 – 335
11. H. Haselbacher, "Performance of Water/Steam Injected Gas Turbine Power Plants Consisting of Standard Gas Turbines and Turbo Expanders", Int. J. Energy Technology and Policy, Vol. 3, No1/2, 2005.

12. K Mathioudakis, "Evaluation of Steam and Water Injection Effects on Gas Turbine Operation using Explicit Analytical Relations", *Instn. Mech. Engrs.*, Vol. 216, Part A: J Power and Energy 2002.

13. D.Y. Cheng & A.L.C. Nelson, "The Chronological Development of the Change Cycle Steam Injected Gas Turbine During the Past 25 Years", *Proceedings of ASME Turbo Expo 2002, Amsterdam, the Netherlands, June 3-6, 2002.*

14. D. Zhao, Y. Ohno, T. Furuhashi, H. Yamashita, N. Arai and Y. Hisazumi, "Combustion Technology in a Novel Gas Turbine System with Steam Injection and Two-Stage Combustion", *Journal of Chemical Engineering of Japan*, Vol. 34, No9, pp. 1159 - 1164, 2001.

15. Y. Ohno, D. Zhao, T. Furuhashi, H. Yamashita, N. Arai and Y. Hisazumi, "Combustion Characteristics and NOx Formation of a Gas Turbine System with Steam Injection and Two-Stage Combustion", *Journal of Chemical Engineering of Japan*, 2001.

16. Ольховский Г.Г., Гончаров В.В. Конструкции некоторых современных ГТУ и ПГУ и прогноз мирового выпуска газотурбинного оборудования в 2012–2021 гг. (обзор). Москва, 2014 / Ассоциация газотурбинных технологий для энергетики и промышленности. Москва, 2014.

References:

1. Order of the Ministry of Energy of Russia dated 13.08.2012 No. 387. URL: <http://lawru.info/dok/2012/08/13/n20065.htm>. (In Russ.)]

2. Kozhukhovskiy I.S. Perspektivy razvitiya teplovoy energetiki Rossii / AGBE. VII yezhegodnaya konfe-rentsiya gazety VEDOMOSTI. ROSSIYSKAYA ENERGETIKA. Moskva, 2013. [Kozhukhovskiy I.S. Prospects for the development of thermal energy in Russia / AGBE. VII annual conference of the newspaper Vedomosti. RUSSIAN ENERGY. Moscow 2013. (In Russ.)]

3. Skiba M.V. Tendentsii razvitiya rynka gazoturbinykh ustanovok // Vestnik Samarskogo gosudar-stvennogo universiteta. Seriya «Ekonomika i upravleniye». 2015. № 9/2 (131). s. 156–164. [Skiba M.V. Gas Turbine Plant Market Development Trends // Bulletin of Samara State University. Series "Economics and Management". 2015. No. 9/2 (131). pp. 156–164 (In Russ.)]

4. Bulanin V.A., Zakhidov R.A. Puti sovershenstvovaniya teploenergetiki Uzbekistana// Uzbekskiy zhurnal "Problemy informatiki i energetiki", № 2, 1992. s. 23-28. [Bulanin V.A., Zakhidov R.A. Ways to improve the heat power industry of Uzbekistan // Uzbek Journal "Problems of Informatics and Energy", No. 2, 1992. pp. 23-28. (In Russ.)]

5. Barinberg G.D., Benenson Ye.I. Vliyaniye parametrov svezhego para, promezhutochnogo peregreva i yed-nichnoy moshchnosti na ekonomichnost' teplofikatsionnykh turbin. - V sb.: Opyt sozdaniya turbin i dizeley. Sverdlovsk, Sr.-Ural'sk. kn. izd-vo, 1969. s. 97-102. [Barinberg G. D., Benenson E. I. Influence of parameters of fresh steam, intermediate overheating and unit power on the efficiency of cogeneration turbines. - In: The experience of creating turbines and diesel engines. Sverdlovsk, Sr.-Uralsk. Prince Publishing House, 1969. pp. 97-102. (In Russ.)]

6. Pravila predostavleniya iz federal'nogo byudzheta subsidiy rossiyskim organizatsiyam na finansovoye obespecheniye chasti zatrat na provedeniye nauchno-issledovatel'skikh, opytно-konstruktorskikh i tekhnologicheskikh rabot v ramkakh sozdaniya proizvodstva gazovykh turbin bol'shoy moshchnosti. [Postanovleniye Pravitel'stva Rossii ot 21.03.2019 № 301]. URL: <http://government.ru/news/36182>. [Rules for the provision of subsidies from the federal budget to Russian organizations for the financial provision of a part of the costs of research, development and technological work as part of the creation of the production of high-power gas turbines. [Decree of the Government of Russia dated March 21, 2019 No. 301]. URL: <http://government.ru/news/36182>. (In Russ.)]

7. Vol'fberg D.B. KHIV kongress mirovoy energeticheskoy konferentsii. - Energokhozyaystvo za rubezhom, 1990, № 1. s. 1-5. [Wolfberg D.B/ XIV Congress of the World Energy Conference. - Energy Economy Abroad, 1990, No. 1. pp. 1-5. (In Russ.)]

8. Bulanin V.A., Bulanin A.V., Lapin Ye.A. Gazoturbinnyye tekhnologii – v energetiku Belgorodskoy oblasti // Zhurnal "Gazoturbinnyye tekhnologii", 2001, № 1 (10), str. 14-16. [Bulanin V.A., Bulanin A.V., Lapin E.A. Gas-turbine technologies - into the energy sector of the Belgorod region // Journal "Gas-turbine technologies", 2001, No. 1 (10), pp. 14-16. (In Russ.)]

9. Maslennikov V.M., Vyskubenko YU.A., Shterenberg V.YA. (SSSR), Smitson G.R., Robson F.L., Lemon A.V., Lokhon V.T. (SSHA). Parogazovyye ustanovki s vnutritsiklovoy gazifikatsiyey topliva i ekologicheskiye problemy energetiki. M.: Nauka, 1983. 264 s. Maslennikov V.M., Vyskubenko Yu.A., Shterenberg V.Ya. (USSR), Smithson G.R., Robson F.L., Lemon A.V., Lohon V.T. (USA). Combined cycle gas turbine gasification plants and environmental problems of energy. M.: Nauka, 1983. 264 p.10. R. Kadi, A. Bouam, S. Aissani. Analyze of gas turbine performances with the presence of the steam water in the combustion chamber, *Revue des Energies Renouvelables ICRESD-07 Tlemcen* (2007), pp. 327 – 335. (In Russ.)]

11. H. Haselbacher, "Performance of Water/Steam Injected Gas Turbine Power Plants Consisting of Standard Gas Turbines and Turbo Expanders", *Int. J. Energy Technology and Policy*, Vol. 3, No1/2, 2005.

12. K. Mathioudakis, "Evaluation of Steam and Water Injection Effects on Gas Turbine Operation using Explicit Analytical Relations", *Instn. Mech. Engrs.*, Vol. 216, Part A: J Power and Energy 2002.

13. D.Y. Cheng & A.L.C. Nelson, "The Chronological Development of the Change Cycle Steam Injected Gas Turbine During the Past 25 Years", *Proceedings of ASME Turbo Expo 2002, Amsterdam, the Netherlands, June 3-6, 2002.*

14. D. Zhao, Y. Ohno, T.Furuhata, H. Yamashita, N. Arai and Y. Hisazumi, "Combustion Technology in a Novel Gas Turbine System with Steam Injection and Two-Stage Combustion", Journal of Chemical Engineering of Japan, Vol. 34, No9, pp. 1159 - 1164, 2001.

15. Y. Ohno, D. Zhao, T. Furuhata, H. Yamashita, N. Arai and Y. Hisazumi, "Combustion Characteristics and NOx Formation of a Gas Turbine System with Steam Injection and Two-Stage Combustion", Journal of Chemical Engineering of Japan, 2001.

16. Ol'khovskiy G.G., Goncharov V.V. Konstruktsii nekotorykh sovremennykh GTU i PGU i prognoz mirovogo vypuska gazoturbinnogo oborudovaniya v 2012–2021 gg. (obzor). Moskva, 2014 / Assotsiatsiya gazoturbinykh tekhnologiy dlya energetiki i promyshlennosti. Moskva, 2014. [Olkhovsky G.G., Goncharov V.V. The design of some modern gas turbines and gas turbines and the forecast for the global production of gas turbine equipment in 2012–2021. (overview). Moscow, 2014 / Association of gas turbine technologies for energy and industry. Moscow, 2014. (In Russ.)]

Сведения об авторе:

Буланин Владимир Анатольевич, кандидат технических наук, генеральный директор; e-mail: v_bulanin@mail.ru

Information about the author:

Vladimir A. Bulanin, Cand. Sci. (Technical), General Director; e-mail: v_bulanin@mail.ru

Конфликт интересов.

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Поступила в редакцию 10.12.2019.

Принята в печать 18.01.2020.

Conflict of interest.

The author declare no conflict of interest.

Received 10.12.2019.

Accepted for publication 18.01.2020.