

ЭНЕРГЕТИКА

Научная статья

УДК 620.4

<https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-6-762-772>

Определение средних удельных капиталовложений парогазовых установок с газовыми турбинами в диапазоне мощностей 30–125 МВт, введенными в эксплуатацию на российских тепловых электрических станциях в период 2015–2020 гг. и сравнительный анализ с данными периода 2010–2014 гг.

Елена Леонидовна Степанова^{1✉}, Анатолий Петрович Овчинников²^{1,2}Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия¹elstep47@mail.ru, <http://orcid.org/0000-0002-2726-5397>²bolshayaptica14@mail.ru, <http://orcid.org/0000-0002-9506-9267>

Резюме. Цель – нахождение средних удельных капитальных вложений и расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии для введенных в эксплуатацию блоков парогазовых установок на российских тепловых электрических станциях в период с 2015 по 2020 г., содержащих в своем составе газовые турбины в диапазоне единичных электрических мощностей 30–125 МВт. В работе использовались общепринятые методы расчета средних удельных капитальных вложений и расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии для энергооборудования тепловых электростанций. Для выполнения исследований объемов ввода газовых турбин в составе блока парогазовых установок турбины были классифицированы на три группы по электрической мощности: 30–59 МВт, 60–99 МВт, 100–125 МВт. Проанализированы объемы ввода в эксплуатацию энергетических газовых турбин, работающих в составе блоков парогазовых установок, на российских тепловых электрических станциях в период с 2015 по 2020 г. Вычислены средние удельные капитальные вложения в парогазовые установки, содержащие в своем составе газовые турбины в диапазоне единичных электрических мощностей 30–125 МВт, а также средние удельные расходы топлива парогазовых установок на отпуск электрической и тепловой видов энергии. Расчеты выполнены для каждого блока парогазовых установок, входящего в состав тепловых электрических станций с разбивкой по семи объединенным энергетическим системам Российской Федерации. Приведены результаты сравнения количественных вводов газовых турбин в период с 2010 г. до экономического кризиса 2014 г. и в период после 2014 г. до настоящего времени, которые показывают снижение вводов в эксплуатацию газовых турбин ~ в 2,5 раза. Проведена предварительная оценка увеличения средних удельных капитальных вложений в парогазовые установки, в составе которых имелись одинаковые по электрической мощности газовые турбины.

Ключевые слова: газовые турбины, парогазовые установки, тепловые электрические станции, удельные капиталовложения, удельные расходы условного топлива

Благодарности: В Институте систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005, рег. № AAAA-A21-121012190004-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2025 гг.

Для цитирования: Степанова Е. Л., Овчинников А. П. Определение средних удельных капиталовложений парогазовых установок с газовыми турбинами в диапазоне мощностей 30–125 МВт, введенными в эксплуатацию на российских тепловых электрических станциях в период 2015–2020 гг. и сравнительный анализ с данными периода 2010–2014 гг. // iPolytech Journal. 2021. Т. 25. № 6. С. 762–772. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-6-762-772>.

Determination of average relative capital investment of 30–125 MW combined-cycle plants commissioned at Russian thermal power plants in 2015–2020. Comparative analysis with data obtained in 2010–2014

Elena L. Stepanova^{1✉}, Anatoly P. Ovchinnikov²

^{1,2}Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

¹elstep47@mail.ru, <http://orcid.org/0000-0002-2726-5397>

²bolshayaptica14@mail.ru, <http://orcid.org/0000-0002-9506-9267>

Annotation. The present work examines average relative capital investment and fuel consumption for electric and thermal energy supply of the combined-cycle plants having 30–125 MW gas turbines commissioned at Russian thermal power plants in 2015–2020. In this work, we used general calculation methods of average relative capital investments and fuel consumption for the electrical and thermal energy supply using power equipment of thermal power plants. To assess the scope of commissioning gas turbines incorporated into the combined-cycle plants, they were classified into three groups by electrical power: 30–59 MW, 60–99 MW and 100–125 MW. The scope of commissioning gas turbines incorporated into the Russian combined-cycle plants in 2015–2020 was analysed. The average relative capital investment in combined-cycle plants having 30–125 MW gas turbines, as well as the average specific fuel consumption for the electrical and thermal energy supply, were calculated. The calculations were carried out for each part of combined-cycle plants integrated into thermal power plants with a breakdown by seven Unified Energy Systems of Russia. The quantitative commissioning of gas turbines is compared for the periods from 2010 to the economic crisis of 2014 and after 2014 to the present: a ~2.5-fold decrease is demonstrated. A preliminary evaluation of the increase in average relative capital investment in combined-cycle plants having gas turbines of the same electric power was performed.

Keywords: gas turbines, combined cycle gas turbines, thermal power plants, specific capital investment, specific consumption of fuel equivalent

Acknowledgments: the research conducted at Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences was carried out within the framework of the project of the state assignment (No. FWEU-2021-0005, reg. no. AAAA-A21-121012190004-5) of the Fundamental Research Program of the Russian Federation for the period from 2021–2025.

For citation: Stepanova E. L., Ovchinnikov A. P. Determination of average relative capital investment of 30–125 MW combined-cycle plants commissioned at Russian thermal power plants in 2015–2020. Comparative analysis with data obtained in 2010–2014. *iPolytech Journal*. 2021;25(6):762-772. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2021-6-762-772>.

ВВЕДЕНИЕ

Газотурбинные установки (ГТУ), работающие в составе парогазовых установок (ПГУ) или эксплуатируемые как отдельное энергетическое оборудование, активно применяются в энергетике как в России, так и в других странах. ГТУ обладают определенными преимуществами по сравнению с паротурбинными установками (ПТУ), в которых паровая турбина характеризуется более высокой надежностью и большим сроком эксплуатации, чем газовая турбина; при производстве парового котла и паровой турбины используются менее дефицитные материалы, чем при изготовлении газовой турбины. Для ГТУ тре-

буются меньшие сроки строительства и ввода в эксплуатацию, им характерны компактность, более низкие эксплуатационные затраты и себестоимость продукции, более высокий коэффициент полезного действия при работе в составе ПГУ [1–5]. ГТУ могут входить как в состав тепловых электрических станций (ТЭС), так и эксплуатироваться как отдельное энергетическое производство, работая на собственные нужды или общие электрические и тепловые сети. ГТУ часто эксплуатируются в режиме когенерации, обеспечения потребителей электрической и тепловой энергией [6–8].

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Процент ГТУ и ПГУ в настоящее время в единой энергетической системе России (ЕЭС России) достаточно мал – порядка 9% от общего парка ТЭС ЕЭС России. Но стоит отметить, что в последнее десятилетие в российской энергетике взят курс на увеличение ввода энергетических газовых турбин в составе ГТУ и ПГУ. Одними из основных причин являются меньшие по сравнению с ПТУ капитальные вложения в модернизацию или строительство, сниженные практически вдвое сроки строительства, более высокая экологичность и т.д. Поскольку долгое время в России (в том числе и в СССР) по ряду причин ГТУ и ПГУ производились и эксплуатировались в ограниченном количестве, даже несмотря на целесообразность их широкого применения, сейчас в стране наблюдается дефицит мощностей по выпуску газовых турбин необходимой номенклатуры [9–29]. Поэтому в основном производство энергетических газовых турбин осуществляется на совместных предприятиях с участием иностранных партнеров. Типовые характеристики введенных в эксплуатацию за последнее де-

сятилетие газовых турбин представлены в табл. 1.

В настоящей работе была поставлена задача исследовать введенные в эксплуатацию на российских ТЭС газовые турбины электрической мощностью от 30 МВт до 125 МВт в период с 2015 по 2020 г. (эксплуатируемые в составе блока ПГУ). Целью данных исследований являлось определение «средних удельных капитальных вложений и средних удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии для введенных за этот период блоков ПГУ по объединенным энергетическим системам (ОЭС) Российской Федерации (РФ), а также их анализ и сравнение с данными по вводам в эксплуатацию газовых турбин» [9] за период с 2010 по 2014 г. Полученные данные позволят предварительно оценить энергетическую и экономическую эффективность работы и темпы ввода газотурбинного оборудования на российских ТЭС с учетом климатических условий регионов, а так же эксплуатационных особенностей некоторых электростанций. Кроме того, результаты данной работы могут быть использованы при проведении прогнозной оценки потребности на ближайшие годы во

Таблица 1. Типовые характеристики газовых турбин
Table 1. Typical characteristics of gas turbines

Характеристики	Производитель									
	Ansaldo Energia	General Electric						Сатурн	Siemens	Rolls-Royce
Тип газовой турбины	V64.3A	PG6111FA	LM2500+G4 DLE	PG 9171 E	LM6000 PF Sprint	MS6001B (PG6581)	LMS 100	ГТЭ-110	SGT-800	Trent-60
Частота вращения ротора, Гц	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Мощность ГТУ*, МВт	67	77	30	123	45	44	100	110	45	60
КПД ГТУ/ПГУ**, %	35,95/53,3	35,5/55,2	38,6/50	33,8/51	41/57	35/50	42/53	36/52	37/52,6	41,3/52
Температура газа на входе, °С	1315	1327	1176	1124	1243	1140	1380	1210	1230	1288
Температура газа на выходе, °С	588	603	529	538	449	544	415	517	538	425
Степень сжатия	16,1	16–17	20	12,3	30	17	–	14,7	19	–

*ГТУ – газотурбинные установки; **ПГУ – парогазовые установки.

вводе газовых турбин в диапазоне единичных мощностей 30–125 МВт.

В работе использовались данные, полученные с официальных сайтов генерирующих энергетических компаний (годовые отчеты), регионов РФ, официальных документов и проектов стратегии развития энергетики РФ. На ее основе рассчитывались «средние удельные капитальные вложения в ПГУ, в составе которых имеются газовые турбины в диапазоне единичных электрических мощностей 30–125 МВт, а также средние удельные расходы топлива ПГУ на отпуск электрической и тепловой энергии» [9]. При определении удельных расходов топлива на производство электроэнергии и тепла использовался метод ОРГРЭС (Трест по организации и рационализации районных электростанций и сетей), в соответствии с которым суммарный расход топлива энергоустановки, осуществляющей комбинированное производство электроэнергии и тепла, распределяется между этими видами энергии пропорционально отношению расхода при отдельном

производстве определенного вида энергии (электроэнергии на КЭС, тепла в котельной) к суммарному расходу топлива отдельными производствами. При этом за счет комбинированного производства сокращаются как удельный расход топлива на электроэнергию, так и удельный расход на тепло. Следует отметить, что при «расчете удельных капитальных вложений в ПГУ и ГТУ» [9] использовался среднегодовой курс доллара за период с 2015 по 2020 г. (после значительного скачка курса доллара в РФ в 2014 г.).

Как показал анализ данных по вводам энергетических газовых турбин, за период с 2015 г. до 2020 г. на территории РФ введены в эксплуатацию 36 газовых турбин в диапазоне единичных электрических мощностей 30–125 МВт³⁻¹³. Для более удобного представления данных «газовые турбины классифицированы по электрической мощности на следующие группы: 30–59 МВт, 60–99 МВт, 100–125 МВт» [9]. Распределение вводов газовых турбин на ТЭС семи ОЭС представлено в табл. 2.

³ Прогнозный баланс развития электроэнергетики на период 2009–2015 гг. и на 2020 г. // Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике [Электронный ресурс]. URL: <http://www.e-apbe.ru/5years/> (25.06.2021).

⁴ Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22.02.08 № 215-п // Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике [Электронный ресурс]. URL: <http://www.e-apbe.ru/scheme/> (13.07.2021).

⁵ Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года // Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике [Электронный ресурс]. URL: <http://www.e-apbe.ru/5years/> (14.07.2021).

⁶ О модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций. Постановление от 25 января 2019 года № 43 // Распоряжение Правительства Российской Федерации [Электронный ресурс]. URL: <http://government.ru/docs/35546/> (14.07.2021).

⁷ Проект энергетической стратегии России на период до 2035 года // Министерство энергетики Российской Федерации (2014 г.) [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (14.07.2021).

⁸ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2015 году // Системный оператор Единой энергетической системы [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2016/tech-disc2016ups/> (14.07.2021).

⁹ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2016 году // Системный оператор Единой энергетической системы [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2017/tech-disc2017ups/> (14.07.2021).

¹⁰ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 году // Системный оператор Единой энергетической системы [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2018/tech-disc2018ups/> (15.07.2021).

¹¹ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2018 году // Системный оператор Единой энергетической системы [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2019/tech-disc2019ups/> (15.07.2021).

¹² Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году // Системный оператор Единой энергетической системы [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2020/tech-disc2020ups/> (15.07.2021).

¹³ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2020 году // Системный оператор Единой энергетической системы [Электронный ресурс]. URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2021/tech-disc2021ups/> (16.07.2021).

Таблица 2. Распределение вводов газовых турбин в период с 2015 г. до 2020 г.**Table 2.** Distribution of gas turbine commissioning in the period from 2015 to 2020

Объединенные энергетические системы Российской Федерации	Количество введенных в эксплуатацию газовых турбин, шт.	Количественное распределение газовых турбин по диапазонам электрических мощностей, МВт		
		30–59	60–99	100–125
ОЭС* Северо-Запада	6	2	4	–
ОЭС Центра	3	–	3	–
ОЭС Средней Волги	4	–	3	1
ОЭС Урала	10	–	10	–
ОЭС Сибири	1	1	–	–
ОЭС Востока	11	10	1	–
ОЭС Юга	1	–	1	–
ИТОГО:	36	13	22	1

*ОЭС – объединенные энергетические системы.

Больше всего введено в эксплуатацию газовых турбин электрической мощностью 60–99 МВт (см. табл. 1). Среди рассматриваемых ОЭС большее количество газовых турбин введено в эксплуатацию в ОЭС Урала и Востока – 10 и 11 турбин, соответственно. В табл. 3 приведены технико-экономические показатели для трех групп диапазонов электрических мощностей, введенных на российских ТЭС, газовых турбин и работающих в составе блоков ПГУ с распределением по ОЭС.

За период с 2015 г. по 2020 г. на электростанциях ОЭС Северо-Запада введены 4 газовые турбины электрической мощностью 66 МВт, 2 газовые турбины ГТ-50 электрической мощностью 50 МВт каждая. Все газовые турбины установлены на ТЭЦ. ПГУ, введенные на ТЭС ОЭС Центра имеют электрическую мощность 125 МВт. Турбинами оборудованы ГТЭС и ТЭЦ. ГТЭС в г. Щербинка даст возможность восполнить дефицит тепловой мощности в районах Щербинка и Южное Бутово, а также на прилегающих к ним территориях. Реконструирована и введена в эксплуатацию ГТУ на ТЭЦ-1 Северо-Западного района г. Курска. Следует отметить, что на ТЭС ОЭС Центра несколько ниже значение средних удельных капитальных вложений в блоки ПГУ с газовыми турбинами электрических мощностей 60–99 МВт по сравнению с дан-

ными по блокам ПГУ ОЭС Северо-Запада. Это объясняется вводами энергетических газовых турбин на ранее построенных электростанциях ОЭС Центра, где имелись «помещения для монтажа генерирующего оборудования и необходимая инфраструктура (в частности, система топливоснабжения, система технического водоснабжения, электрические подстанции и различные распределительные устройства)» [9]. Как показано в табл. 1 и 2, на электростанциях ОЭС Средней Волги введены блоки ПГУ с энергетическими газовыми турбинами следующих диапазонов электрических мощностей: 60–99 МВт и 100–125 МВт. Вводы газотурбинного оборудования в эксплуатацию производились на Казанской ТЭЦ-1, построенной в начале XX в. Поэтому необходимо было «реконструировать помещения для установки генерирующего оборудования и соответствующей инфраструктуры, этим можно объяснить более высокие показатели средних удельных капитальных вложений в строительство блоков ПГУ ОЭС Средней Волги, чем показатели блоков ПГУ ОЭС Центра» [9]. На ТЭС ОЭС Урала был осуществлен ввод газовых турбин электрических мощностей 60–99 МВт. Значение средних удельных капитальных вложений в строительство блоков ПГУ ОЭС Урала выше по сравнению со значениями средних удельных капитальных

Таблица 3. Техничко-экономические показатели парогазовых установок, включающих в свой состав газовые турбины в трех диапазонах единичных мощностей
Table 3. Technical and economic indicators of combined cycle gas turbine plants that include gas turbines in the three ranges of unit capacities

Основные показатели	Диапазон электрических мощностей парогазовых установок, работающих в составе блока парогазовых установок, МВт		
	30–59	60–99	100–125
ОЭС* Северо-Запада			
Средние удельные капитальные вложения в парогазовые установки, долл/кВт	1450,8	1571,6	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт·ч	251,5	250,2	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./ГДж (кг у.т./Гкал)	36,3 (151,8)	35,1 (147,1)	–
ОЭС Центра			
Средние удельные капитальные вложения в парогазовые установки, долл/кВт	–	1290,5	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт·ч:	–	270,0	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./ГДж (кг у.т./Гкал)	–	35,7 (149,6)	–
ОЭС Средней Волги			
Средние удельные капитальные вложения в парогазовые установки, долл/кВт	–	1595,9	1691,6
Средний удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт·ч	–	265,2	261,2
Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./ГДж (кг у.т./Гкал)	–	35,8 (149,5)	34,7 (145,1)
ОЭС Урала			
Средние удельные капитальные вложения в парогазовые установки, долл/кВт	–	1902,7	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт·ч:	–	263,3	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./ГДж (кг у.т./Гкал)	–	35,4 (148,3)	–
ОЭС Сибири			
Средние удельные капитальные вложения в парогазовые установки, долл/кВт	2040,2	–	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт·ч	249,1	–	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./ГДж (кг у.т./Гкал)	38,1 (159,5)	–	–
ОЭС Востока			
Средние удельные капитальные вложения, долл/кВт: – парогазовые установки – газотурбинные установки	1150,5	1751	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт·ч:	262,0	259,5	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./ГДж (кг у.т./Гкал)	34,7 (145,4)	35,0 (146,5)	–
ОЭС Юга			
Средние удельные капиталовложения в строительство парогазовых установок, долл/кВт	–	1751,0	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г у.т./кВт·ч:	–	259,0	–
Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./ГДж (кг у.т./Гкал)	–	34,9 (146,1)	–

*ОЭС – объединенные энергетические системы.

вложений блоков ПГУ ранее рассмотренных ОЭС. Во-первых, сказалось региональное расположение ТЭС. Во-вторых, ввод блоков ПГУ в эксплуатацию осуществлялся на электростанциях, построенных в 40–60 гг. прошлого столетия, таких как Уфимская ТЭЦ-2, Уфимская ТЭЦ-3, Салаватская ТЭЦ, Пермская ТЭЦ-9, что потребовало изменения некоторых систем электростанций. На ТЭС ОЭС Сибири в рассматриваемый период времени был завершён ввод блока ПГУ-90 Омской ТЭЦ-3. Данная ПГУ имеет в своем составе газовые турбины единичной электрической мощностью 30 МВт. Из-за определенных сложностей строительства в регионах Сибири, а также высокой стоимости вводимого в эксплуатацию газотурбинного оборудования, на данной электростанции средние удельные капитальные вложения в блок ПГУ имеют достаточно высокое значение. На ТЭС ОЭС Востока в период с 2015 по 2020 г. введено в эксплуатацию 11 энергетических газовых турбин. Следует отметить, что для ТЭС ОЭС Востока в табл. 2 в диапазоне электрических мощностей газовых турбин 30–59 МВт показано значение средних удельных капитальных вложений в строительство ГТУ, так как там осуществлялся ввод именно ГТУ, не входящих в состав блока ПГУ. Этот факт объясняет более низкие удельные капитальные вложения. На Волгоградской ТЭЦ-2 ОЭС Юга был осуществлен ввод блока ПГУ, в состав которой входит энергетическая газовая турбина в диапазоне электрических мощностей 60–99 МВт.

Ранее в статье [9] авторами приводилось описание исследований «объемов ввода на российских ТЭС энергетических газовых турбин в диапазоне единичных электрических мощностей 30–125 МВт, работающих в составе блоков ПГУ в период с 2010 по 2014 г. (до значительного скачка курса доллара в РФ)». В указанном литературном источнике ставилась задача «расчета средних удельных капитальных вложений и средних удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии для введенных за эти годы блоков ПГУ по ОЭС РФ». Настоящая работа является продолжением исследования. Это позволяет сравнить вводы газовых турбин в период с 2010 г. до экономического кризиса 2014 г. и в период после 2014 г. до настоящего времени. В табл. 4 приведены вводы газовых турбин за период с 2010 по 2014 г.

Как видно из табл. 2 и 4, количество введенных в эксплуатацию газовых турбин в период после экономического кризиса 2014 г. равно 36 единицам оборудования, что почти в 2,5 раза меньше по сравнению с периодом 2010–2014 гг. Увеличение средних удельных капитальных вложений в строительство блоков ПГУ, в составе которых имеются одинаковые по электрической мощности газовые турбины, введенные в эксплуатацию в период 2010–2014 гг. и в период 2015–2020 гг., в среднем составило: для ОЭС Северо-Запада – порядка 8%, для ОЭС Центра – 0,3%, для ОЭС Средней Волги – 0,5%, для ОЭС Урала – 1%, для ОЭС Востока – 36%, для ОЭС Юга –

Таблица 4. Распределение вводов газовых турбин в период с 2010 по 2014 г.

Table 4. Distribution of gas turbine commissioning in the period from 2010 to 2014

Объединенные энергетические системы Российской Федерации	Количество введенных в эксплуатацию газовых турбин, шт.	Количественное распределение газовых турбин по диапазонам электрических мощностей, МВт		
		30–59	60–99	100–125
ОЭС* Северо-Запада	8	–	8	–
ОЭС Центра	23	19	2	2
ОЭС Средней Волги	9	2	7	–
ОЭС Урала	16	12	4	–
ОЭС Сибири	2	2	–	–
ОЭС Востока	8	8	–	–
ОЭС Юга	17	9	8	–
ИТОГО:	83	52	29	2

*ОЭС – объединенные энергетические системы.

6%. В целом незначительное увеличение средних удельных капитальных вложений в строительство блоков ПГУ, кроме ввода ГТУ на электростанции ОЭС Востока, объясняется тем, что реализация многих проектов началась еще в период до 2014 г., но из-за экономической нестабильности вводы газовых турбин были перенесены на более поздний срок⁵⁻⁷.

В результате анализа данных сделаны следующие выводы. Практически все вводы газотурбинного оборудования на электростанциях ОЭС в период 2015–2020 гг., в отличие от периода 2010–2014 гг., осуществлялись на ТЭЦ, отпускающих потребителям как электрическую, так и тепловую энергию. Процесс «комбинированной выработки энергии обеспечивает невысокие значения средних удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии введенных за эти годы блоков ПГУ» [9]. Вводимые в эксплуатацию энергетические газовые турбины как в период 2010–2014 гг., так и в 2015–2020 гг., в основном зарубежного производства, что подтверждает острую необходимость разработки отечественных газовых турбин электрической мощностью 30–125 МВт, которые по своим энергетическим и экономическим характеристикам могли бы составить конкуренцию зарубежным производителям газовых турбин. В целом за второй период по ОЭС РФ на электростанциях в большем количестве были введены газовые турбины электрической мощностью 60–99 МВт, в то время как в период 2010–2014 гг. – газовые турбины мощностью 30–59 МВт. При определении удельных капиталовложений в строительство ПГУ отмечено, что на их величину оказывают большое влияние региональные и местные особенности при строительстве. Отмечается «увеличение значений показате-

лей средних удельных капитальных вложений в регионах, характеризующихся холодным климатом» [9].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе приведены результаты исследований объемов вводимых на ТЭС РФ энергетических газовых турбин в диапазоне единичных электрических мощностей 30–125 МВт, работающих в составе блоков ПГУ в период с 2015 по 2020 г. Рассчитаны средние удельные капитальные вложения и средние удельные расходы топлива на отпуск электрической и тепловой энергии для введенных за эти годы ПГУ по ОЭС РФ. Для выполнения исследований турбины были классифицированы на три группы по электрической мощности: 30–59 МВт, 60–99 МВт, 100–125 МВт. Проведена оценка их количественного распределения по ОЭС. Приведены результаты сравнения количественных вводов энергетических газовых турбин в период с 2010 г. до экономического кризиса 2014 г. и в период после 2014 г. до настоящего времени, а также предварительная оценка увеличения средних удельных капитальных вложений в строительство блоков ПГУ, в составе которых имелись одинаковые по электрической мощности газовые турбины. Выполненные исследования и представленная на их основе информация по реализованным в РФ проектам ПГУ и ГТУ позволяют оценить темпы ввода, энергетическую и экономическую эффективность работы газотурбинного оборудования на российских ТЭС с учетом климатических условий регионов и эксплуатационных особенностей ряда электростанций, а также могут оказаться полезными при выполнении прогнозной оценки потребности во вводе газовых турбин на ближайшие годы в диапазоне единичных мощностей 30–125 МВт.

Список источников

1. Неуймин В. М. Особенности освоения газовой турбины ГТЭ-110 ПГУ-325 // Газотурбинные технологии. 2013. № 3. С. 2–7.
2. Ольховский Г. Г., Трушечкин В. П. Перспективы повышения экономичности ГТУ и ПГУ // Электрические станции. 2013. № 1. С. 2–7.
3. Липатов Т. В. Масштабы и опыт применения ГТУ И

- ПГУ в АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» // Газотурбинные технологии. 2018. № 7. С. 10–13.
4. Chen Lingen, Yang Bo, Feng Huijun, Ge Yanlin, Xia Shaojun. Performance optimization of an open simple-cycle gas turbine combined cooling, heating and power plant driven by basic oxygen furnace gas in China's steelmaking plants // Energy. 2020. Vol. 203. P. 117791.

- <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117791>.
5. Bade M. H., Bandyopadhyay S. Analysis of gas turbine integrated cogeneration plant: process integration approach // *Applied Thermal Engineering*. 2015. Vol. 78. P. 118–128. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.12.024>.
6. Бирюков Б. В. Об эффективности производства теплоты в отопительных теплоцентралях с паровыми котлами и газовыми турбинами // *Промышленная энергетика*. 2009. № 7. С. 39–41.
7. Canepa R., Wang Meihong. Techno-economic analysis of a CO₂ capture plant integrated with a commercial scale combined cycle gas turbine (CCGT) power plant // *Applied Thermal Engineering*. 2015. Vol. 74. P. 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.01.014>.
8. Haji V. H., Fekih A., Monje A., Asfestani R. F. Adaptive model predictive control design for the speed and temperature control of a V94.2 gas turbine unit in a combined cycle power plant // *Energy*. 2020. Vol. 207. P. 118259. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118259>.
9. Степанова Е. Л., Сушко С. Н. Определение средних удельных капиталовложений в строительство ПГУ, введенных в РФ за период 2010–2014 гг. // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. 2015. № 11. С. 171–175.
10. Boyce M. P. An overview of gas turbines // *Gas Turbine Engineering Handbook (Fourth Edition)*. 2012. P. 3–88. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-383842-1.00001-9>.
11. Al-Attab K. A., Zainal Z. A. Externally fired gas turbine technology: a review // *Applied Energy*. 2015. Vol. 138. P. 474–487. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.049>.
12. Yang Xiaochen, Li Hongwei, Svendsen Svend. Evaluations of different domestic hot water preparing methods with ultra-low-temperature district heating // *Energy*. 2016. Vol. 109. P. 248–259. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.04.109>.
13. Liu Xuezhi, Wu Jianzhong, Jenkins N., Bagdanavicius A. Combined analysis of electricity and heat networks // *Applied Energy*. 2016. Vol. 162. P. 1238–1250. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.102>.
14. Leitner B., Widl E., Gawlik W., Hofmann R. A method for technical assessment of power-to-heat use cases to couple local district heating and electrical distribution grids // *Energy*. 2019. Vol. 182. P. 729–738. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.016>.
15. Wang Ligang, Voll P., Lampe M., Yang Yongping, Bardow A. Superstructure-free synthesis and optimization of thermal power plants // *Energy*. 2015. Vol. 91. P. 700–711. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.08.068>.
16. Kowalczyk Ł., Elsner W., Niegodajew P., Marek M. Gradient-free methods applied to optimization of advanced ultra-supercritical power plant // *Applied Thermal Engineering*. 2016. Vol. 96. P. 200–208. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.11.091>.
17. Plis M., Rusinowski H. Predictive, adaptive model of PG 9171E gas turbine unit including control algorithms // *Energy*. 2017. Vol. 126. P. 247–255. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.027>.
18. Mehrgoo M., Amidpour M. Constructal design and optimization of a dual pressure heat recovery steam generator // *Energy*. 2017. Vol. 124. P. 87–99. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.046>.
19. Клер А. М., Тюрина Э. А. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов. Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2016. 298 с.
20. Kler A. M., Zharkov P. V., Epishkin N. O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // *Energy*. 2019. Vol. 189. P. 116230. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116230>.
21. Шадек Е., Маршак Б., Анохин А., Горшков В. Глубокая утилизация тепла отходящих газов теплогенераторов // *Промышленные и отопительные котельные и мини-ТЭЦ*. 2014. № 2. С. 21–25.
22. Аронов И. З., Пресич Г. А. Опыт эксплуатации контактных экономайзеров на Первоуральской ТЭЦ // *Промышленная энергетика*. 1991. № 8. С. 17–20.
23. Terhan M., Comakli K. Design and economic analysis of a flue gas condenser to recover latent heat from exhaust flue gas // *Applied Thermal Engineering*. 2016. Vol. 100. P. 1007–1015. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.12.122>.
24. Shang Sheng, Li Xianting, Chen Wei, Wang Baolong, Shi Wenxing. A total heat recovery system between the flue gas and oxidizing air of a gas-fired boiler using a non-contact total heat exchanger // *Applied Energy*. 2017. Vol. 207. P. 613–623. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.169>.
25. Степанова Е. Л., Жарков П. В. Исследование эффективности дожигания топлива в дополнительной камере сгорания ГТУ, имеющей контактный теплообменник для подогрева подпиточной сетевой воды // *Известия Российской академии наук. Энергетика*. 2020. № 2. С. 133–140. <https://doi.org/10.31857/S0002331020020120>.
26. Демченко К. В. Основные принципы организации оптового рынка электроэнергии и мощности Российской Федерации // *Главный энергетик*. 2019. № 12. С. 23–27.
27. Пеньковский А. В., Стенников В. А. Математическое моделирование рынка тепловой энергии в формате единой теплоснабжающей организации // *Теплоэнергетика*. 2018. № 7. С. 42–53. <https://doi.org/10.1134/S004036361807007X>.
28. Kler A. M., Stepanova E. L., Maksimov A. S. Investigating the efficiency of a steam-turbine heating plant with a back-pressure steam turbine and waste-heat recovery // *Thermophysics and Aeromechanics*. 2018. Vol. 25. No. 6. P. 929–938. <https://doi.org/10.1134/S0869864318060136>.
29. Клер А. М., Максимов А. С., Степанова Е. Л., Жарков П. В., Тарариев Р. А., Перевалов Е. Г. [и др.]. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования // *Теплоэнергетика*. 2009. № 6. С. 53–57.

References

1. Neuymin V. M. Features of GTE-110 PGU-325 gas turbine development. *Gazoturbinnye tekhnologii*. 2013;3:2-7. (In Russ.).
2. Olkhovsky G. G., Trushechkin V. P. Prospects for increasing efficiency of gas turbine and combined cycle gas turbine plants. *Elektricheskie stantsii = Power Technology and Engineering*. 2013;1:2-8. (In Russ.).
3. Lipatov T. V. Scale and application experience of gas turbine and combined cycle gas turbine plants in JSC INTER RAO – Electricity Generation. *Gazoturbinnye tekhnologii*. 2018;7:10-13. (In Russ.).
4. Chen Lingen, Yang Bo, Feng Huijun, Ge Yanlin, Xia Shaojun. Performance optimization of an open simple-cycle gas turbine combined cooling, heating and power plant driven by basic oxygen furnace gas in China's steelmaking plants. *Energy*. 2020;203:117791. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117791>.
5. Bade M. H., Bandyopadhyay S. Analysis of gas turbine integrated cogeneration plant: process integration approach. *Applied Thermal Engineering*. 2015;78:118-128. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.12.024>.
6. Biryukov B. V. On heat production efficiency of district heating plants equipped with steam boilers and gas turbines. *Promyshlennaya energetika*. 2009;7:39-41. (In Russ.).
7. Canepa R., Wang Meihong. Techno-economic analysis of a CO₂ capture plant integrated with a commercial scale combined cycle gas turbine (CCGT) power plant. *Applied Thermal Engineering*. 2015;74:10-19. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.01.014>.
8. Haji V. H., Fekih A., Monje A., Asfestani R. F. Adaptive model predictive control design for the speed and temperature control of a V94.2 gas turbine unit in a combined cycle power plant. *Energy*. 2020;207:118259. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118259>.
9. Stepanova E. L., Sushko S. N. Determination of average specific investments in the construction of combined cycle plants introduced in operation in Russia in 2010-2014. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2015;11:171-175. (In Russ.).
10. Boyce M. P. An overview of gas turbines. *Gas Turbine Engineering Handbook (Fourth Edition)*. 2012;3-88. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-383842-1.00001-9>.
11. Al-Attab K. A., Zainal Z. A. Externally fired gas turbine technology: a review. *Applied Energy*. 2015;138:474-487. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.049>.
12. Yang Xiaochen, Li Hongwei, Svendsen Svend. Evaluations of different domestic hot water preparing methods with ultra-low-temperature district heating. *Energy*. 2016;109:248-259. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.04.109>.
13. Liu Xuezhì, Wu Jianzhong, Jenkins N., Bagdanavicius A. Combined analysis of electricity and heat networks. *Applied Energy*. 2016;162:1238-1250. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.102>.
14. Leitner B., Widl E., Gawlik W., Hofmann R. A method for technical assessment of power-to-heat use cases to couple local district heating and electrical distribution grids. *Energy*. 2019;182:729-738. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.016>.
15. Wang Ligang, Voll P., Lampe M., Yang Yongping, Bardow A. Superstructure-free synthesis and optimization of thermal power plants. *Energy*. 2015;91:700-711. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.08.068>.
16. Kowalczyk Ł., Elsner W., Niegodajew P., Marek M. Gradient-free methods applied to optimization of advanced ultra-supercritical power plant. *Applied Thermal Engineering*. 2016;96:200-208. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.11.091>.
17. Plis M., Rusinowski H. Predictive, adaptive model of PG 9171E gas turbine unit including control algorithms. *Energy*. 2017;126:247-255. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.027>.
18. Mehrgoo M., Amidpour M. Constructal design and optimization of a dual pressure heat recovery steam generator. *Energy*. 2017;124:87-99. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.046>.
19. Kler A. M., Tyurina E. A. *Optimization studies of power plants and complexes*. Novosibirsk: Geo; 2016, 298 p. (In Russ.).
20. Kler A. M., Zharkov P. V., Epishkin N. O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods. *Energy*. 2019;189:116230. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116230>.
21. Shadek E., Marshak B., Anokhin A., Gorshkov V. Deep heat recovery of heat generator waste gases. *Promyshlennye i otopitel'nye kotel'nye i mini-TEC*. 2014;2:21-25. (In Russ.).
22. Aronov I. Z., Presich G. A. Operation experience of contact economizer at Pervouralskaya CHPP. *Promyshlennaya energetika*. 1991;8:17-20. (In Russ.).
23. Terhan M., Comakli K. Design and economic analysis of a flue gas condenser to recover latent heat from exhaust flue gas. *Applied Thermal Engineering*. 2016;100:1007-1015. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.12.122>.
24. Shang Sheng, Li Xianting, Chen Wei, Wang Baolong, Shi Wenxing. A total heat recovery system between the flue gas and oxidizing air of a gas-fired boiler using a non-contact total heat exchanger. *Applied Energy*. 2017;207:613-623. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.169>.
25. Stepanova E. L., Zharkov P. V. Investigation of the efficiency of fuel afterburning in an additional gas turbine unit chamber with a contact heat exchanger for heating make-up network water. *Izvestiya Rossijskoj akademii nauk. Energetika = Thermal Engineering*. 2020;2:133-140. (In Russ.). <https://doi.org/10.31857/S0002331020020120>.
26. Demchenko K. V. Basic principles of organization of the wholesale electricity and capacity market of the Russian Federation. *Glavnyj jenergetik*. 2019;12:23-27. (In Russ.).
27. Penkovskii A. V., Stennikov V. A. Mathematical modeling of the heat energy market on a single heat supplier basis. *Teplenergetika = Thermal*

Engineering. 2018;7:42-53. (In Russ.).
<https://doi.org/10.1134/S004036361807007X>.

28. Kler A. M., Stepanova E. L., Maksimov A. S. Investigating the efficiency of a steam-turbine heating plant with a back-pressure steam turbine and waste-heat recovery. *Thermophysics and Aeromechanics*. 2018;25(6):929-938.

<https://doi.org/10.1134/S0869864318060136>.

29. Kler A. M., Maksimov A. S., Stepanova E. L., Zharkov P. V., Tarariev R. A., Perevalov E.G. Optimizing the operating modes of cogeneration stations taking actual state of main equipment into account. *Teploenergetika = Thermal Engineering*. 2009;6:53-57. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Степанова Елена Леонидовна,
кандидат технических наук, доцент,
старший научный сотрудник Отдела теплосиловых систем,
Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева
СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия

Овчинников Анатолий Петрович,
инженер,
Отдел теплосиловых систем,
Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева
СО РАН,
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130, Россия

Вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 17.09.2021; одобрена после рецензирования 29.10.2021; принята к публикации 24.12.2021.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Elena L. Stepanova,
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,
Senior Researcher of the Department of Heat Power Systems,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130 Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia

Anatoly P. Ovchinnikov,
Engineer of the Department of Heat Power Systems,
Melentiev Energy Systems Institute SB RAS,
130 Lermontov St., Irkutsk 664033, Russia

Contribution of the authors

The authors contributed equally to this article.

Conflict of interests

The authors declare no conflicts of interests.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Information about the article

The article was submitted 17.09.2021; approved after reviewing 29.10.2021; accepted for publication 24.12.2021.