

СОСТОЯНИЕ РОССИЙСКОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И СУЩЕСТВУЮЩИЕ РОССИЙСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЕНЕРАЦИИ НА ПОРОГЕ НОВОЙ ПРОГРАММЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

К. В. Болдырев

Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Поступила в редакцию 2 марта 2019 г.

Аннотация: рассматривается текущее состояние тепловой электроэнергетики России, а также существующие технологии генерации электроэнергии. Приводятся данные об энергоэффективности российских и зарубежных технологий тепловой генерации электроэнергии. Дается информация о новой государственной программе модернизации тепловой электроэнергетики, которая предположительно продлит ресурс электростанций на 15–20 лет и станет стимулом для развития машиностроительной отрасли страны.

Ключевые слова: энергоэффективность, газотурбинные установки, парогазовые установки, угольные электростанции, газовые электростанции, программа модернизации электроэнергетики.

Abstract: current state of Russian electricity and existing technologies of the electricity produce were considered in this article. Data about energy efficiency of Russian and the foreign of the produce electricity technologies were given in the article. The article contains the information about new state modernization program of the power engineering. This program will prolong power plant resource for 15–20 years and will be incentive for development of the machine-building industry of the country.

Key words: energy efficiency, gas turbine installation, combined cycle gas turbine, coal power plants, gas power plants, modernization program of the power engineering.

В ноябре 2017 г. в результате совещания у Президента РФ была одобрена новая программа модернизации на основе договоров о предоставлении мощности (далее – ДПМ), известная как ДПМ-штрих или ДПМ-2 [1].

26 июня 2018 г. Минэнерго опубликовало проект Постановления Правительства РФ «О внесении изменений в правила оптового рынка электрической энергии и мощности по вопросам проведения отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций» [2].

В 2008 г. была запущена первая программа ДПМ, посредством которой обновлено порядка 15 % генерирующих мощностей электростанций России [1]. На сегодняшний день проекты в рамках ДПМ либо полностью завершены, либо подходят к завершению.

В настоящее время в электроэнергетическом комплексе России имеется профицит генерирующих мощностей, но их критическая оценка заставляет усомниться в их качестве и уровне технических кондиций.

Порядка 64 % электроэнергии в России вырабатывается на ТЭС, производственные активы которых имеют высокий износ [3]:

- турбоагрегаты – 33 года, оборудование за пределами нормативного срока службы – 53 %;
- котлоагрегаты – 43 лет, оборудование за пределами нормативного срока службы – 55 %;
- генераторы – 34 года, оборудование за пределами нормативного срока службы – 49 %;
- трансформаторы – 27 лет, оборудование за пределами нормативного срока службы – 60 %.

По оценкам экспертов, при пассивной позиции в вопросе модернизации генерирующих мощностей ТЭС дефицит мощностей может наступить в период с 2022 по 2025 г.

Новая программа, по разным оценкам, должна привлечь в отрасль от 1,35 до 1,5 трлн руб. и позволить обновить порядка 39–41 ГВт генерирующих мощностей, что составляет порядка 16,5 % от общей установленной мощности электростанций России [4; 5].

Программа на основе ДПМ-2 является аналогом программы на основе ДПМ, но направлена на модернизацию старых тепловых электростанций

(старше 45 лет), которая продлит ресурс электростанций на 15–20 лет.

Программа модернизации генерирующих мощностей на основе ДПМ-2 рассчитана не только на поддержку генерирующих компаний, но и на поддержку машиностроительной отрасли РФ. По требованиям Постановления Правительства РФ локализация производства оборудования генерирующих компаний, вводимого по итогам реализации инвестпроектов, должна составлять не менее 90 % [2].

Программа модернизации в основном направлена на тепловую генерацию. Рассмотрим передовые технологии тепловой электрогенерации и дадим оценку энергомашиностроительной отрасли России с точки зрения самодостаточности.

Установленная мощность всех ТЭС России составляет порядка 166 ГВт (67,9 %), из которых почти 74 % используют в качестве основного топлива газ. Оставшиеся 26 % ТЭС в качестве основного топлива используют уголь. Другие виды топлива практически не применяются.

ТЭС, использующие в качестве основного топлива газ, получили широкое распространение практически во всех регионах России. Но есть регионы страны, в которых сложилась историческая тенденция строительства угольных ТЭС, порядка 64 % которых сосредоточено в Сибири. Это обусловлено нахождением в Сибири одних из крупнейших в мире угольных бассейнов.

Большая часть угольных ТЭС сосредоточена в Северо-Западном федеральном округе – 10,11 % и на востоке – 19,10 %. Это обусловлено наличием крупных угольных бассейнов в данных регионах. Остальные ТЭС (6,74 %) расположены в Уральском федеральном округе.

Наибольшая доля выработки в мировой электроэнергетике (40–41 %) приходится на угольные ТЭС [6]. Уголь в качестве топлива используется на тепловых электростанциях с паровым циклом. КПД таких ТЭС – 33–40 % (КПД ПГУ достигает 61 %).

Принципиальным вопросом с точки зрения использования угольных ТЭС остаётся их энергоэффективность. Проблема повышения энергоэффективности угольных ТЭС до уровня значений ПГУ состоит в том, что реализация на них парогазового цикла технически сложна и дорога. Основной технической задачей при применении парогазового цикла на угольных ТЭС является газификация угля. По оценкам экспертов, стоимость капиталовложений на 1 кВт установленной мощности угольной ТЭС с применением парогазового цикла

составляет 3700–4400 \$ [7] против 1200 \$ за 1 кВт установленной мощности классической ПГУ.

Невозможность непосредственного использования угля в качестве топлива для ПГУ обусловило обособленное развитие угольных тепловых электростанций в направлении увеличения КПД за счёт повышения начальных параметров пара.

Самая энергоэффективная и экологически чистая угольная ТЭС в Европе расположена в Германии. Её электрический КПД – 45,95 %.

Энергоблоки угольных ТЭС с паросиловым циклом можно классифицировать по параметрам пара:

- на докритические ($P_0 < 22,1$ МПа, $t_0 < 374$ °С);
- сверхкритические ($P_0 > 22,1$ МПа, $t_0 > 374$ °С);
- суперсверхкритические ($P_0 = 28–30$ МПа, $t_0 = 600–620$ °С);
- ультрасверхкритические ($P_0 = 35$ МПа, $t_0 = 720$ °С).

С увеличением показателей параметров пара увеличивается КПД ТЭС.

Сегодня существуют ТЭС на все типы параметров пара, кроме ТЭС с ультрасверхкритическими параметрами. Это связано с тем, что в настоящее время отсутствуют материалы, которые способны выдерживать рабочий процесс ТЭС при $P_0 = 35$ МПа, $t_0 > 700$ °С. В некоторых странах ведутся проекты по созданию ТЭС с ультрасверхкритическими параметрами пара [7; 8]:

- Россия (КПД = 51–53 %);
- Китай (КПД > 50 %);
- Евросоюз (КПД > 50 %);
- Япония (КПД = 46–48 %);
- США (КПД = 45–47 %).

При условии, что средний КПД мощных (500 МВт) угольных ТЭС России составляет порядка 36 % [9], а проектный КПД российских ТЭС – 53 %, можно сказать, что это существенное (на 17 п. п.) повышение КПД. Конечно, КПД угольных ТЭС ещё существенно ниже (на 12 п. п.) показателей КПД (61 %) лучших мировых ПГУ, но с учётом того, что ¼ ТЭС России – угольные, то повышение КПД угольных ТЭС на 17 п. п. является значительным повышением энергоэффективности российской энергосистемы и значительной экономией ресурсов.

В связи с тем что в рамках тепловой генерации наиболее энергоэффективной технологией является ПГУ, возникает интерес к применению технологии газификации угля и использования угля в качестве топлива для ПГУ. Такая комплексная установка носит название ПГУ с внутрицикловой газификацией угля (ПГУ–ВЦГ). В мире существует 15 ТЭС с ПГУ–ВЦГ, некоторые из опытных образцов пере-

шли в коммерческую эксплуатацию, КПД – 40 %. К 2030 г. КПД должен достигнуть 55–60 %, что соответствует значению КПД классических ПГУ [10]. Широкою коммерческую эксплуатацию ПГУ–ВЦГ сдерживает их высокая удельная стоимость.

В России нет реализованных проектов ПГУ–ВЦГ, но во Всероссийском теплотехническом институте (ВТИ) разработана технология газификации угля для ТЭС в диапазоне мощностей 6–250 МВт. КПД таких ТЭС составляет 42–44 % при условии использования отечественных ГТУ. При использовании передовых ГТУ КПД возрастёт до 52 %, а в перспективе – до 56 %, что соизмеримо с КПД классической ПГУ. Стоимость реализации российской технологии составляет 1700 \$ за 1 кВт установленной мощности при средней стоимости строительства ПГУ–ВЦГ 3700–4400 \$/кВт [11]. При такой стоимости российская технология становится конкурентоспособной и вызывает обоснованный интерес.

Самые эффективные ПГУ с КПД более 60 % расположены в Германии и Японии. Они созданы на базе оборудования компаний Siemens AG и Mitsubishi Group. Наиболее эффективной ПГУ (59,08 %) в России и третьей по эффективности ПГУ в мире является ПГУ-420 на ТЭЦ-26 ПАО «Мосэнерго» [12; 13].

20 сентября 2018 г. на предприятии «Сименс Технологии Газовых Турбин» была представлена новая газовая турбина HL-класса мощностью 567 МВт, на базе которой создана ПГУ, демонстрирующая КПД 63 % с перспективой увеличения КПД до 65 % [14; 15].

С точки зрения конкурентоспособности в направлении проектирования и создания ПГУ российские производители находятся, скорее, в роли догоняющего игрока рынка. Основной аспект заключается в том, что российские производители могут создавать основные блоки ПГУ, такие как паровые турбины, котлы, турбогенераторы, но газовые турбины большой мощности, которые приносят наибольший вклад в КПД ПГУ, сегодня в России не производятся. Хотя первые газовые турбины большой мощности для производства электроэнергии на ТЭС впервые были изготовлены в 1970-х гг. в СССР, однако данное направление не получило должного развития в связи с распадом Союза и событиями 1990-х гг. [16].

В 1991 г. компания Siemens AG и компания «Ленинградский металлический завод» (ЛМЗ), которая сейчас входит в ПАО «Силловые машины», создали совместное предприятие «Интертурбо» по производству газовых турбин большой мощности [17].

В 2001 г. уже «Силловые машины» заключили с Siemens лицензионный договор на право производ-

ства, продаж и послепродажного сервисного обслуживания турбин мощностью 160 МВт [18].

В России стали производить мощные газовые турбины, при этом возникают справедливые вопросы, куда пропали советские, а потом и российские разработки в области газотурбиностроения, была ли инициатива Siemens действительно трансфером технологий или же это было отчуждение российских технологий и попытка захвата российского рынка газовых турбин и кто больше выиграл при данном взаимодействии? В этих вопросах предстоит разобраться экспертам.

Чтобы России быть самодостаточной в направлении разработки и создания ПГУ и не зависеть от зарубежных производителей, в том числе и в направлении сервиса оборудования реализованных проектов, необходимы газовые турбины большой мощности собственного производства.

Первая газовая турбина большой мощности в России была создана ещё в конце 1990-х – начале 2000-х гг. компанией ПАО «ОДК-Сатурн» (структура госкорпорации «Ростех»), но она требовала доработки, и «Сатурн» в 2017 г. не поставлял газовые турбины на строящиеся ТЭС в Крыму. С момента создания турбина дорабатывалась. Конечно, КПД (52 %) [19] ПГУ на базе газовых турбин производства «ОДК-Сатурн» значительно ниже (на 11 п. п.) КПД (63 %) новых передовых ПГУ на базе газовых турбин производства Siemens, но есть база для формирования производства собственных газовых турбин большой мощности.

В силу того что предложенная Правительством РФ программа модернизации электроэнергетической отрасли содержит в себе требования по локализации оборудования для электростанций, она станет стимулом для развития энергомашиностроительной отрасли в целом и для производителей ГТУ большой мощности в частности. Как уже говорилось, существующие технологии российских производителей уступают в энергоэффективности зарубежным аналогам, но программа модернизации энергетики позволит российским производителям внедрять их новые разработки (некоторые из них самые эффективные в мире), описанные выше, для ТЭС, использующих в качестве основного топлива как уголь, так и газ, а производителям газовых турбин позволит довести пилотные образцы до готовности и запустить их промышленное производство, что является важным фактором с точки зрения снижения зависимости российской энергосистемы от импортного энергетического оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Программа модернизации объектов энергогенерации по схеме ДМП-штрих. – URL: <https://www.eprussia.ru/news/base/2018/9126177.htm>
2. Проект Постановления Правительства Российской Федерации (подготовлен Минэнерго России 26 июня 2018 г.). – URL: <http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/56656558/>
3. Основные результаты функционирования объектов электроэнергетики в 2016 году / Е. П. Грабчак, И. А. Байков, Е. А. Медведева, П. А. Дунаев. – М., 2017. – 54 с.
4. Программа модернизации ТЭС. – URL: <https://gia.ru/20180705/1523997004.html>
5. Модернизация. – URL: <http://peretok.ru/articles/strategy/18231/>
6. Обзор : Мировой рынок угольной генерации. – URL: <https://electri-calnet.ru/blog/obzor-mirovoi-rynok-ugolnoi-generatsii>
7. Комаров И. И. Разработка методических основ и моделей оценки влияния уровня развития паротурбинных технологий на технико-экономические показатели эксплуатации высокотемпературных угольных энергоблоков : дис. ... канд. техн. наук / И. И. Комаров. – М., 2016. – 233 с.
8. Угольные блоки на сверхкритические параметры пара. – URL: <http://vti.ru/activities/services/klyuchevye-tehnologii/ugolnye-bloki-na-superkriticheskie-parametry-para-skp-edinichnoj-mownostyu-330-660-800-mvt-s-kpd-4446-perspektivnye-tehnologii-n/>
9. Инновационные решения для угольных энергоблоков. – URL: <https://neftegaz.ru/science/view/1102-Innovatsionnye-resheniya-dlya-moschnyh-energoblokov>
10. Газовая турбина на угле. – URL: <http://peretok.ru/articles/innovations/15329/>
11. Горновая газификация твердого топлива. – URL: https://www.eprussia.ru/epr/253/16332.htm?sphrase_id=1811657
12. Эволюция ключевого показателя эффективности мощных парогазовых установок / В. К. Лозенко, Д. В. Михеев, П. И. Оклея, А. Н. Роголёв // Микроэкономика. – 2015. – № 4. – С. 58–61.
13. Какая газовая турбина может достигать таких высоких рабочих параметров? – Германия, 2010. – 16 с. – (Презентация «SIEMENS»).
14. Высший класс технологий и КПД. – URL: https://www.eprussia.ru/epr/351/9026735.htm?sphrase_id=1811657
15. Газовая турбина большой мощности SGT5-9000HL. – URL: <https://www.siemens.com/ru/ru/home/produkt/energetika/proizvodstvo-energii/gazovie-turbiny/sgt-9000hl.html>
16. Эволюция газовых турбин. – URL: <https://m.aftershock.news/?q=node/417330&full>
17. Немецкое качество российских турбин. – URL: <https://www.eprussia.ru/epr/303/6338051.htm>
18. Новейшая история ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин». – URL: <https://enginclub.ru/noveyshaya-istoriya-ooo-simens-tekhnolo/>
19. О компании «ОДК-Сатурн». – URL: <http://www.npo-saturn.ru/?sat=70>

Национальный исследовательский университет «МЭИ» (Москва)

Болдырев К. В., аспирант кафедры экономики в энергетике и промышленности

E-mail: Kirill.Boldyrev.92@yandex.ru

Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education National Research University MPEI (Moscow)

Boldyrev K. V., Post-graduate Student of the Economy in Energy and Industry Department

E-mail: Kirill.Boldyrev.92@yandex.ru