

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ромашова О.Ю., Габидуллин О.Р. Перераспределение поверхностей нагрева между нижней и верхней ступенями сетевой установки теплофикационных турбин // Энергетика: Экология, надежность, безопасность. Материалы докладов девятой Всероссийской научно-технической конференции - Томск, ТПУ, 3-5.12.2003. - Томск: Изд. ТПУ, 2003. - с. 239-242 (93329932).
2. О.Ю. Ромашова, О.Р. Габидуллин. Способ повышения эффективности ступенчатого подогрева сетевой воды на ТЭЦ при совместной работе турбоустановок // Энергетика: Экология, надежность, безопасность. Материалы докладов девятой Всероссийской научно-технической конференции - Томск, ТПУ, 8-10.12.2004. - Томск: Изд. ТПУ, 2004, т1, с. 222-225.
3. Inclusion of absorption heat pumps into heat power plant scheme for stage heating efficiency increase of delivery water [Electronic resource] / O. Yu. Romashova [et al.] // MATEC Web of Conferences. — Les Ulis: EDP Sciences, 2017. — Vol. 110: Heat and Mass Transfer in the Thermal Control System of Technical and Technological Energy Equipment (HMTTSC 2017). — [01073, 4 p.]. — Title screen. — Свободный доступ из сети Интернет.

Научный руководитель: О.Ю. Ромашова, к.т.н., доцент каф. АТЭС ЭНИН ТПУ.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЭС РОССИИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

А.И. Баннова, Н.Н. Галашов, С.А. Цибульский, Д.В. Мельников, А.С. Киселев
Томский политехнический университет
ЭНИН, каф. АТЭС, гр. А6-46

Тепловые электрические станции (ТЭС) на углеводородном топливе в ближайшие 25–30 лет останутся основным промышленным источником выработки электроэнергии, обеспечивающим рост мировой и Российской экономики.

По прогнозам Международной Энергетической Ассоциации (IEA) мировая потребность в электроэнергии к 2030 году может достигнуть 30 трлн. кВт·ч. При умеренном развитии атомной энергетики доля ТЭС в производстве электроэнергии может существенно превысить современный уровень.

Источником первичной энергии на ТЭС являются ископаемые виды углеводородного топлива – уголь, природный газ, сланцы и продукты переработки нефти. Уголь в мировой энергетике в настоящее время обеспечивает около 41% производства электроэнергии, а к 2040 его доля превысит 50% [1]. В Российской энергетике доля газа составляет около 70%, а доля угля – 25% [2].

В соответствии с прогнозами IEA в мировой энергетике уголь будет основным видом топлива для ТЭС. В России также предполагается увеличение доли угля до 29% к 2030 г. за счет сокращения доли газа.

Главными проблемами современного состояния ТЭС России являются:

1. Низкая экономичность производства электроэнергии.
2. Старение энергетического оборудования.
3. Сильное влияние на экологию окружающей среды.

Низкая экономичность производства электроэнергии связана с существенным отставанием от мирового уровня развития энергетического оборудования. В настоящее время в Китае, США, Японии, странах ЕС при работе на угле успешно освоены паротурбинные энергоблоки на суперкритические параметры с КПД нетто 43–46%, а при работе на газе – утилизационные парогазовые установки с КПД нетто не менее 57–62%. КПД наших лучших энергоблоков сверхкритического давления при работе на угле составляет 35–38%, а при работе на газе – не выше 41%. Мощные ПГУ для работы на ТЭС у нас вводятся в основном с применением отечественных газовых турбин или устаревших зарубежных и их КПД не превышает 52-55%.

Для выхода на мировой уровень генерации электроэнергии в России необходимо использовать передовой мировой опыт и разрабатывать и внедрять свои высокоэффективные технологии.

Основные пути решения этой проблемы:

- Разработка и внедрение отечественных ГТУ с начальной температурой 1600°C и КПД нетто по выработке электроэнергии до 43–45%. Для этого надо ориентироваться на зарубежный опыт. В настоящее время наиболее мощной является ГТУ 9НА.02 фирмы GE Energy [3], которая имеет электрическую мощность 519 МВт и КПД нетто 42.7%. Температура газов перед газовой турбиной 1600, а за ней 636°C. Количество вредных веществ в уходящих газах составляет 25 ppm для NO_x и 9 ppm для CO. ГТУ имеет модульный корпус, что на 25% сократило затраты в установку. Проточная часть 4-ех ступенчатой турбины и 14-ти ступенчатого компрессора выполнена с помощью 3D моделирования, что позволило довести их КПД до предела. Скорость набора нагрузки составляет 70 МВт/мин. Вывод на номинальную мощность при пуске из холодного состояния составляет всего 10 минут.
- Разработка и внедрение отечественных ПГУ с КПД нетто выше 62%.
- Наиболее мощные ПГУ выполнены на основе ГТУ 9НА.02 фирмы GE Energy [3]. Имеются 2-ве модификации ПГУ. Первая выполнена по схеме 1ГТУ+1ПТУ и имеет следующие показатели: электрическая мощность 774 МВт, КПД нетто 62.7%. Вторая выполнена по схеме 2ГТУ+1ПТУ и имеет электрическую мощность 1552 МВт и КПД нетто 62.8%.
- При разработке ПГУ в России надо учитывать климатические условия. Во многих регионах, особенно регионах основной добычи газа, температура наружного воздуха ниже 0°C стоит до 7–8 месяцев. Применяя

воздухоохлаждаемые конденсаторы можно понизить температуру отвода теплоты в паротурбинном цикле ПГУ и повысить КПД ПГУ примерно на 1%. Еще больше можно повысить КПД ПГУ, если применить бинарный цикл в ПТУ, где нижний цикл – Органический цикл Ренкина, который работает на низкокипящем веществе (НКВ) с отводом теплоты в воздушном конденсаторе. Это позволяет надежно работать при температурах значительно ниже 0°C и достичь КПД нетто до 63% [4]. Также можно увеличить КПД КУ на 10–12% на основе применения технологии работы котлов с понижением температуры газов ниже точки россы и конденсацией водяных паров из уходящих газов [5]. Что позволяет увеличить КПД ПГУ на 2–3%.

- Разработка и внедрение отечественных пылеугольных энергоблоков на супер (СКП) и ультракритические (УКП) параметры с КПД до 46–50%.
- С середины XX века Россия имела наибольшее число энергоблоков в мире на сверхкритическое давление. В конце XX века ввод новых пылеугольных энергоблоков у нас полностью прекратился. Идет только модернизация и реконструкция старых.
- Масштабы развития угольной энергетики в мире весьма значительны. Так в США ожидается ввод до 2030 года более 280 ГВт угольных ТЭС. Большой ввод угольных ТЭС ожидается в КНР и странах ЕС. При этом основной ввод мощностей в этих странах идет на основе энергоблоков на суперкритические (СКП) параметры перегретого пара с давлением 26–30 МПа и температурой 580–610°C, что позволило достигнуть значений КПД 44–47 % [6]. Ведется разработка и внедрению энергоблоков на ультракритические (УКП) параметры с КПД до 55%.
- Россия была одной из первых стран, внедривших суперкритические параметры пара на 2-ух энергоблоках СКР-100. В настоящее время в этом направлении также ведется большое число научных исследований, имеются целевые программы внедрения блоков СКП мощностью 330, 660 и 800 МВт, но из-за отсутствия финансирования дело дальше исследований не идет.
- Разработка и внедрение отечественных гибридных установок на основе топливных элементов (ТЭ) и ГТУ или ПГУ с КПД до 75–80%.
- Одним из наиболее перспективных направлений повышения экономичности и экологической чистоты ТЭС является создание и внедрение гибридных энергоустановок на основе высокотемпературных ТЭ, которые могут работать на природном или синтез-газе. При этом синтез-газ получают в результате газификации угля или биомассы.
- Для создания гибридных установок наиболее подходят твердооксидные ТЭ (ТОТЭ или SOFC по международной классификации), которые работают при температуре 850–1000°C, и ТЭ на основе расплавленных карбонатов (MCFC), работающие при температуре 650–850°C. Эти ТЭ сами имеют КПД до 50–60%, а в сочетании с ГТУ и ПГУ позволяют получить КПД до 75–80%. Главной проблемой применения высоко-

температурных ТЭ является срок их надежной работы, который пока составляет до 5000–8000 часов. В настоящее время созданы и надежно работают электрохимические генераторы мощностью до 10 МВт. В перспективе ожидается создание гибридных установок для работы на ТЭС мощностью 300 МВт и более.

- Разработка и внедрение отечественных установок газификации угля и биомассы.
- Полученный в результате газификации синтез-газ может быть использован в газотурбинных и парогазовых установках, а также в топливных элементах. Использование его в теплоэнергетических установках, вместо сжигания угля, позволит существенно повысить их экономичность и улучшить экологическую чистоту выработки электроэнергии.

Вторая проблема заключается в том, что на 2015 год более 60% отечественного энергетического оборудования выработало нормативный ресурс и требует замены либо реконструкции. Это обусловлено длительным отсутствием единой энергетической политики развития электроэнергетического комплекса и снижением капиталовложений в него. Данный факт является источником повышенного риска для возникновения серьезных аварий.

Массовый характер приобретает технология продления срока службы энергетического оборудования путем экспертизы промышленной безопасности и технического освидетельствования. Этой процедуре оборудование подвергается неоднократно, что повышает риски выхода его из строя.

Для устранения трудностей, которые связаны с состоянием энергетических производственных фондов, необходимы законодательные и нормативные акты, контролирующие деятельность предприятий топливно-энергетического комплекса в областях ввода современного перспективного и высокотехнологичного оборудования [7].

Третья проблема связана с тем, что ТЭС сжигают огромное количество топлива, при этом выбрасываются колоссальные объемы вредных веществ и теплоты в окружающую среду.

Наиболее загрязняющими объектами ТЭК являются угольные энергоблоки [8], поэтому необходимо развивать для данного вида энергоблоков технологии по подавлению и улавливанию вредных веществ в выхлопных газах. К основным проблемам выбросов вредных веществ в атмосферу относятся: эмиссия оксидов азота NO_x , оксидов серы SO_2 , SO_3 , золы и тяжелых металлов. Разницу по выбросам вредных веществ в ЕС и в России в 2008 г. мы видим в таблице.

Показатель	Европейский Союз	Россия
SO_x , мг/м ³	200 – 400	1500 – 2500
NO_x , мг/м ³	200 – 600	900 – 2200
Выброс золы, мг/м ³	<30	450 – 800

Основными техническими решениями для сокращения вредных выбросов на угольных ТЭС являются:

- разработка экологически чистых угольных технологий на основе применения котлов с циркулирующим кипящим слоем, использования водоугольных суспензий, различных схем газификации угля и т. п.;
- создание эффективных газоочистных систем.

Эти технологии, наряду с повышением КПД энергоустановок, представляют самый радикальный путь борьбы с глобальным потеплением климата.

ЛИТЕРАТУРА:

1. World coal association: <http://www.worldcoal.org>.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. <http://www.energystrategy.ru/>
3. Газовые турбины фирмы GE: <https://powergen.gepower.com/products/heavy-duty-gas-turbines/9ha-gas-turbine.html>
4. Galashov N., Tsibulskii S., Matveev A., Masjuk V. Numerical Research of Steam and Gas Plant Efficiency of Triple Cycle for Extreme North Regions. 23 February 2016. <http://dx.doi.org/10.1051/epjconf/201611001019>.
5. Galashov N., Tsibulskiy S., Kiselev A. Application of Evaporative Cooling for the Condensation of Water Vapors from a Flue Gas Waste Heat Boilers ССР. 09 August 2016. <http://dx.doi.org/10.1051/mateconf/20167201029>.
6. Щинников П.А. Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 284 с.
7. Анализ состояния энергетического оборудования на объектах энергетики, требующего замены в организациях ТЭК, а также сравнительная характеристика о темпах замены данного оборудования на 1 ноября 2015 г. <http://gosnadzor.ru/activity/analiz/energy/>
8. Красноштейн А.Е., Закиров Д.Г. Энергетические и экологические проблемы развития угольной промышленности и пути их решения // Уголь. – 2009. – N 6. – С. 69–73.

Научный руководитель: Н.Н. Галашов, к.т.н., доцент, каф. АТЭС, ЭНИН ТПУ.