

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГПУ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

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

Вопрос о повышении эффективности выработки электроэнергии на тепловых электрических станциях является одним из важнейших в решении задач энерго- и ресурсосбережения.

На данный момент, электроэнергию в России в основном получают на тепловых электростанциях, использующих традиционное паротурбинное оборудование с коэффициентом полезного действия производства электрической энергии, не превышающим 35–40%.

На сегодняшний день энергетика нуждается в решении ряда важнейших задач ускоренного развития ресурсной базы, энергетической замены и масштабного ввода новых генерирующих мощностей с качественно более высокими параметрами тепловой и топливной эффективности, кардинального повышения надежности систем тепло- и электроснабжения.

В стране обозначилась и реализуется тенденция на строительство децентрализованных источников электро- и теплоснабжения, в том числе с использованием газотурбинных установок отечественного и импортного производства. Одним из многообещающих направлений повышения эффективности ГТУ является создание на их основе газопаровых установок (ГПУ) с энергетическим впрыском пара в камеру сгорания (КС) ГТУ.

Тепловая схема и цикл парогазовой установки зависят от ее вида. Парогазовые установки являются только одним из видов более широкого класса – комбинированных установок с паровыми и газовыми турбинами.

По принципу взаимодействия рабочих тел все комбинированные установки разделяются на две группы: установки с отдельными контурами рабочих тел (бинарные) и установки со смешением рабочих тел, т.е. контактные (монарные) [1]. Первые из них образуют группу парогазовых установок (ПГУ), а вторые – группу газопаровых установок (ГПУ). Большое количество уже введенных в эксплуатацию и строящихся установок относятся к первой группе. Комбинированные установки с отдельными контурами рабочих тел выполняются либо с котлом-утилизатором, в котором пар генерируется только или в основном за счет отходящей теплоты газовой турбины, либо с парогенератором (так называемая сбросная схема), в котором пар генерируется также и за счет теплоты топлива.

Альтернативой бинарной ПГУ являются газопаровые установки с впрыском пара (контактные газотурбинные установки или ПГУ смешения). Их основное отличие от бинарной ПГУ состоит в отсутствии конденсационной паровой турбины с конденсатором и соответствующей системой охлаждения. В сравнении с бинарными ПГУ газотурбинные установки с впрыском пара имеют результирующий КПД на 1,5–2,0% ниже. Ввод пара увеличивает расход рабо-

чего тела через турбину и повышает мощность установки. Прирост удельной работы газопаровой установки на каждый процент вводимого пара или воды по сравнению с обычной ГТУ составляет 4-5%. Ввод воды или пара чаще всего применяется для компенсации потери мощности ГТУ при повышенных температурах воздуха в летний период. Каждый процент впрыска эквивалентен снижению температуры атмосферного воздуха на 7-8 градусов. Кроме того, впрыск улучшает маневренные характеристики ГТУ. Важным является улучшение экологических характеристик газотурбинных установок из-за эффективного подавления образования оксидов азота. Впрыск в ГТУ может быть как «энергетическим» с вводом в газовый тракт более 10% пара, так и «экологическим» с впрыском до 5% пара.

Вместе с тем состав оборудования контактных газотурбинных установок проще, а удельные капиталовложения меньше, чем у ПГУ бинарного цикла. По своей технологической схеме газотурбинная установка с впрыском пара является наиболее простой из всех установок комбинированного цикла.

В настоящее время контактные когенерационные газотурбинные установки находят широкое применение как высокоэффективные источники тепловой и электрической энергии во многих странах мира [2–4].

Такие установки, выполненные на основе уже готовых ГТУ, отличаются достаточной надежностью, относительной простотой и экологичностью.

В ряде случаев работа ГТУ осуществляется на режимах ниже оптимального по КПД, поэтому заказчика интересует экономическая эффективность агрегата в целом. Это определяет большое количество возможных схем установок на базе ГТУ. Газотурбинные установки с впрыском пара могут обеспечивать высокую эффективность использования топлива и конкурируют с различными типами установок, а именно с ПГУ, ГТУ–ТЭЦ, ПГУ–ТЭЦ. В нашей стране циклы газотурбинных установок с вводом пара (STIG) исследуются в АО «Рыбинские моторы», НПФ АО «Мосэнерго», ММПФ «Салют», Институте высоких температур РАН.

За рубежом фирмой General Electric создан ряд установок такого типа (LM 2500, LM 5000, LM 6000). Качественный скачок в этом направлении может быть достигнут в результате использования ГТУ с впрыском пара в составе когенерационных установок для совместной выработки электроэнергии и тепла, что и предлагается решением данного проекта. При этом утилизационный теплообменный аппарат может быть смесительного или контактного типа, как например, в схеме КГПУ–16 НПО «Машпроект». Основным недостатком контактных ГТУ — необходимость обеспечения качества воды для утилизационного парогенератора, которая теряется с отработавшими газами. Это определяет целесообразность использования теплоты конденсации водяного пара из газопаровой смеси, покидающей установку, и возвращения конденсата.

За рубежом контактные газопаровые установки нашли достаточно широкое применение, как в качестве пиковых энергоагрегатов, так и в стационарных газо-паровых установках типа STIG (Steam Injection Gas Turbine), работающих по циклу Ченя. В установках этого типа перегретый пар, генерируемый котлом-утилизатором, впрыскивается в газовый тракт ГТУ, а часть его может подавать-

ся промышленным потребителям. В США контактные газопаровые установки по циклу STIG мощностью 26,9 и 49,5 МВт работают с КПД 40,2 и 43,0%. Удельные капиталовложения в контактные ПГУ типа STIG на 10–20% ниже, чем в бинарные ПГУ. Несмотря на повышенную удельную мощность и меньшую удельную стоимость газопаровых установок, их большим недостатком является необходимость подготовки большого количества обессоленной воды.

В настоящее время разработана новая более совершенная технология контактных газопаровых энергетических установок с конденсацией паровой составляющей парогазовой смеси после КУ и сепарацией влаги. Новый тип контактных ПГУ разработан в Украине под руководством профессора Н.А. Дикого и получил название «Водолей» [5]. На рисунке 1 показана принципиальная схема газопаровой установки.

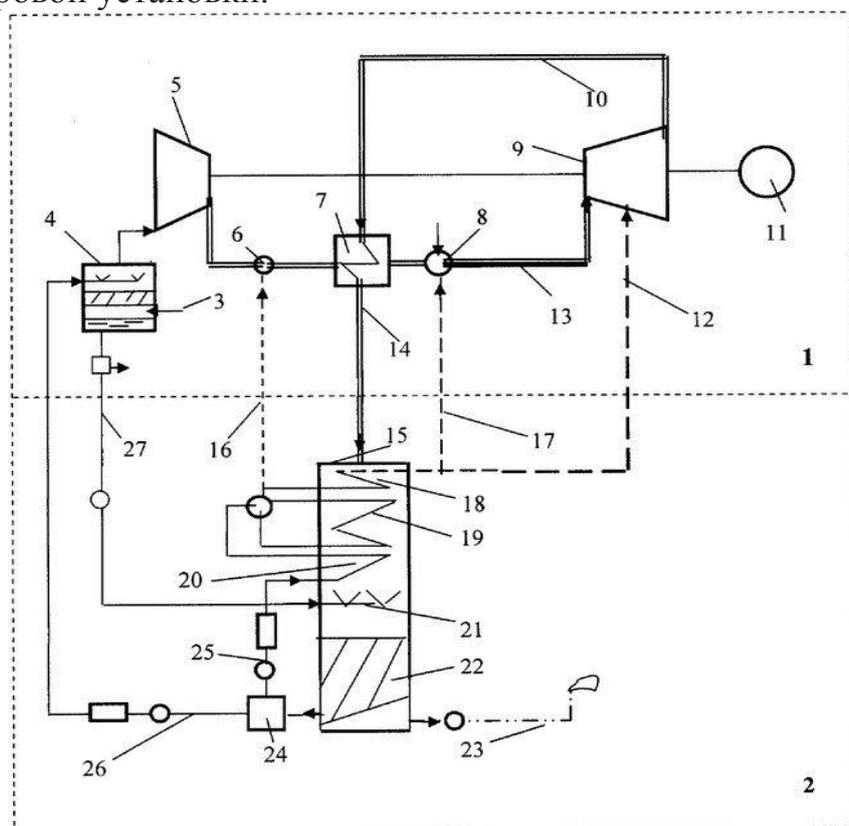


Рис.1. Принципиальная тепловая схема контактной газопаровой установки «Водолей»: 1–газопаротурбинный блок; 2–блок утилизации тепла парогазовой смеси 3–трубопровод атмосферного воздух; 4–контактный воздухоочиститель-водоохладитель; 5–воздушный компрессор; 6–камера смешения; 7–регенератор; 8–камера сгорания; 9–парогазовая турбина; 10–выхлопной трубопровод парогазовой смеси; 11–электрогенератор; 12–паропровод системы охлаждения газопаровой турбины; 13–трубопровод высокотемпературной парогазовой смеси; 14–трубопровод парогазовой смеси. 15–паровой котел-утилизатор; 18–пароперегреватель; 19–испаритель; 20–водяной экономайзер; 21–оросительное устройство; 22–газоохладитель-конденсатор с сепарационным устройством, 23–выхлопной газоход с дымососом. В состав блока 2 также входят трубопровод 16, паропровод 17, бак сепарированной воды 24, трубопровод питательной воды 25 с питательным насосом, установками умягчения и деаэрации, трубопровод подогретой сепарированной воды 26 с насосом и установкой

умягчения, трубопровод охлажденной оросительной воды 27 с грязевым фильтром и насосом.

В установках этого типа экологический впрыск пара производится в воздушный поток после компрессора, энергетический – в камеру сгорания ГТД. Парогазовая смесь поступает в утилизационный парогенератор, где охлаждается и поступает в конденсатор-газоохладитель, в верхней части которого размещен жалюзийный влагоуловитель. Под ним находится ороситель, к которому подается охлаждающая вода, а далее – контактный конденсатор. Конденсат, образующийся в контактном конденсаторе с температурой 50–60 °С, отводится в конденсатосборник и на фильтры конденсатоочистки.

Смесь конденсата пара и охлаждающей воды разделяется на два потока. Первый из них (питательная вода) подается в парогенератор, второй – во внешний охладитель, который может быть выполнен в виде градирни или аппаратов воздушного охлаждения.

На базе судовых газотурбинных двигателей НПО «Машпроект» (г. Николаев) созданы газопаровые установки «Водолей-16» и «Водолей-25» мощностью 16 и 25 МВт с КПД 43%. ММП «Салют» ведутся разработки ГПУ-STIG мощностью 100 МВт на базе авиадвигателей АЛ-21 и АЛ-21-СТ20, поставляемых для газоперекачивающих станций. Уровень температур за камерой сгорания у них порядка 1420 °С, а КПД до 50%. Имеется проект ГПУ мощностью 300 МВт со степенью сжатия 54 и температурой рабочего тела за камерой сгорания 1600 °С с КПД 54%.

По данной тематике исследований и публикаций явно недостаточно, что предопределяет целесообразность проведения комплекса научных исследований по определению схем и характеристик ГПУ, оценке ее энергоэффективности с учетом различных факторов, а также разработки методических положений совершенствования основных схемно-параметрических решений.

ЛИТЕРАТУРА:

1. <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-1/section-3/3-8>.
2. Каталог газотурбинного оборудования. М.:, 2006. – 240 с.
3. Стырикович М.А., Фаворский О.Н., Батенин В.М. Парогазовая установка с впрыском пара: возможности и оптимизация параметров цикла // Теплоэнергетика, 1995, № 10. – С. 52–57.
4. Фаворский О.Н., Батенин В.М., Зейгарник Ю.А. Комплексная парогазовая установка с впрыском пара и теплонасосной установкой (ПГУ МЭС60) для АО "Мосэнерго" // Теплоэнергетика, 2001, № 9. – С. 50–58.

5. Цанев, С.В. Расчет показателей тепловых схем и элементов газотурбинных и парогазовых установок электростанций [Текст]: монография/С.В. Цанев, В.Д. Буров, С.Н. Дорофеев и др.-М.: Изд. МЭИ, 2000. – 584 с.

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

НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПРОЕКТА РУ БН-1200

Р.О. Цицер
Томский политехнический университет
ЭНИН, АТЭС, группа 5031

Общая характеристика энергоблока

Разрабатываемый энергоблок БН-1200 выполнен по принципу моноблока: один реактор - одна турбина.

Тепловая схема энергоблока БН-1200 содержит три контура циркуляции. В 1 и 2 контурах находится теплоноситель (жидкий натрий), рабочее тело 3 контура – вода и пар.

Особенностью реакторной установки БН-1200 - интегральная компоновка 1 контура, при которой основное оборудование и активный теплоноситель 1 контура сосредоточены в баке реактора, заключенном в страховочный корпус.

Первый контур включает четыре петли циркуляции (в БН-800 три петли), каждая из которых имеет главный циркуляционный насос (ГЦН-1) и промежуточный теплообменник (ПТО).

Второй контур (промежуточный) также включает четыре петли, каждая из которых состоит из одного ПТО, двухкорпусного парогенератора (ПГ), ГЦН-2 с баком и трубопроводов.

Третий контур с паровым промперегревом включает турбину на давление пара 17 МПа и температуру пара 510°C, температура питательной воды принята равной 275°C.

Для исключения попадания радиоактивного натрия из первого контура во второй давление во втором контуре принято более высоким, чем давление в первом контуре.

В третьем контуре для упрощения схемно-компоновочных решений и конструкции ПГ, а также с целью повышения безопасности ПГ за счет минимизации поверхности теплообмена между водой и натрием, применена схема с паровым промперегревом пара.

С целью унификации оборудования выдачи электроэнергии в проекте БН 1200 применен генератор АЭС-2006. С целью обеспечения КПД (брутто) установки не менее 43,6% повышены температуры острого пара и питательной воды по сравнению с соответствующими параметрами энергоблока с РУ БН-800.