

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГЕНЕРАТИВНОЙ СИСТЕМЫ ПОДОГРЕВА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ДЛЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТУРБОУСТАНОВОК НА ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ОБЪЕКТАХ ЭНЕРГЕТИКИ

К.Б. Ларионов, Д.В. Гвоздяков, А.Ю. Зенков, Б.Ф. Калугин
Томский политехнический университет
ЭНИН, АТЭС

Стремительный рост потребления энергии населением планеты, наблюдаемый последние десятилетия, сопровождается введением в эксплуатацию энергетических комплексов и разработкой новых месторождений углеводородного сырья [1]. На отдаленных территориях отсутствие централизованного энергоснабжения является основной причиной создания автономных источников энергии с высокоэффективным оборудованием. Известно [2], что основное требование к таким объектам - это производство энергии с коэффициентом полезного действия (КПД) 50% и более [3]. На сегодняшний день, данной энергетической эффективностью соответствуют только современные парогазовые установки с температурами на входе в газовую турбину 1673-1873 К [4]. Это позволяет сделать вывод о том, что актуальной задачей перед энергетиками является повышение начальных параметров, как для парогазовых, так и для паротурбинных установок.

Значительное увеличение КПД высокотемпературных турбоустановок, работа системы регенеративного подогрева питательной воды наиболее эффективна при низких начальных температурах пара.

Целью данной работы является проведение теоретических исследований, направленных на анализ повышения эффективности энергоблока с паротурбинной установкой Российского производства электрической мощностью 200 МВт для отдаленных территорий не включенных в единую электроэнергетическую систему.

Оценка повышения эффективности паротурбинной установки с начальной температурой пара и температуры в пароперегревателе 800°С выполнена на примере турбоустановки К-200-130. Исходные параметры представленной турбоустановки, имеют начальные температуры 838 К и давления 13 МПа и давление в конденсаторе 0,0033 МПа [5].

Первоначальные исследования показали, что увеличение параметров (температура) пара способствует повышению мощности энергоблока до 273 МВт. Результатом этого является увеличение абсолютного электрического КПД на 4,3%, который составил 48,5%. При

этом КПД станции по отпуску электроэнергии вырос на 3,8%, что привело к снижению удельного расхода условного топлива на 8,8%.

Известно [6], что повышение начальной температуры пара ведет к уменьшению количества отбираемого пара для нагрева питательной воды, следствием чего является снижение эффективности системы регенерации. Исходя из этого, было предложено включить в данную схему дополнительные поверхности нагрева, в виде воздухоподогревателей (рисунок 1).

Как видно из схемы (рисунок 1) перед каждым регенеративным подогревателем на линии отбора пара был установлен воздухоподогреватель, как отдельный теплообменный аппарат.

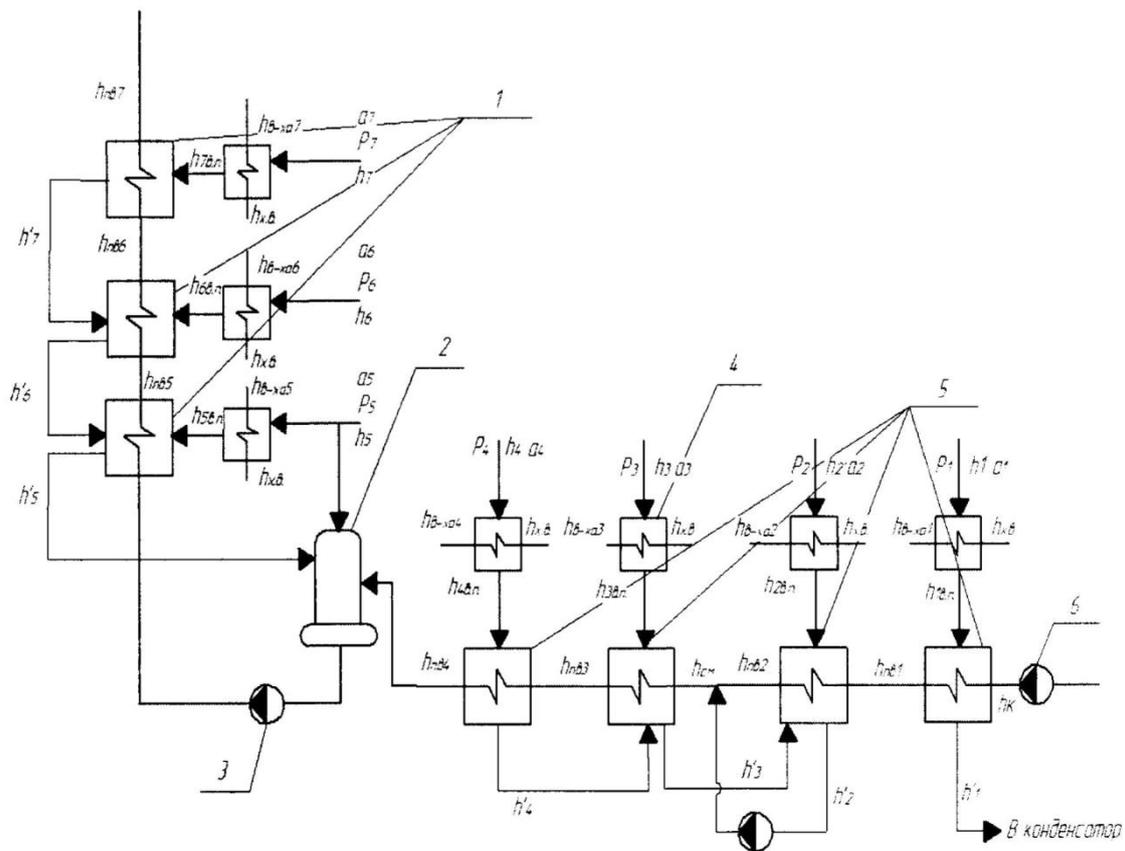


Рис. 1. Принципиальная схема регенеративного подогрева питательной воды с применением воздухоподогревателей: 1 - подогреватели высокого давления; 2 – деаэратор; 3 - питательный насос; 4 - воздухоподогреватель; 5 - подогреватели низкого давления; 6 - конденсационный насос.

После подогрева воздуха паром, его потоки смешиваются и поступают в паровой котел. Основной целью включения в регенеративную схему подогрева питательной воды дополнительных воздушных поверхностей нагрева, является снижение температуры отборного перегретого пара выше на 283...288 K от состояния насыщения и сни-

жения подводимого количества тепла Q_0 за счет повышения температуры воздуха подаваемого в паровой котел.

Расчета количества подводимой теплоты к турбоустановке Q_0 , полезной теплоты отданной паром воздуху $Q_{в-ха}$, электрической мощности $N_э$, абсолютного электрического КПД $\eta_э$, КПД станции по отпуску электроэнергии $\eta_{ст}^э$ и удельного расхода условного топлива $b_{ст}^э$ осуществлялся по известным формулам [7]:

$$Q_0 = D_0 \cdot (h_0 - h_7^{пв}) + (D_0 - D_7 - D_6) \cdot (h_{пп} - h_6), \text{ МДж.}$$

$$Q_{в-ха} = \sum D_i \cdot (h_i - h_i^{пв}), \text{ МДж.}$$

$$N_э = D_0 \cdot H_i \cdot (1 - \sum \alpha_i \cdot y_i) \cdot \eta_m \cdot \eta_g, \text{ МВт.}$$

$$\eta_э = \frac{N_э}{Q_0 - Q_{в-ха}}, \%$$

$$\eta_{ст}^э = \eta_э \cdot \eta_{тр} \cdot \eta_{ка} \cdot (1 - k_{сн}), \%$$

$$b_{ст}^э = \frac{123}{\eta_{ст}^э}, \text{ г.у.т./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Где y_i – коэффициент недовыработки мощности; $\eta_{вп}$ и $\eta_{п}$ – КПД подогревателей воздуха и питательной воды, принятые 98%; $h_{ив-ха}$ – энтальпии воздуха, согласно [7]; H_i – действительный теплоперепад турбоустановки; η_m , η_g – механический КПД и КПД генератора принятые 99%; $\eta_{тр}$ – потери тепла в трубопроводе, равные 1%; $\eta_{ка}$ – КПД источника пара равный 95%; $k_{сн}$ – удельный расход электроэнергии на собственные нужды, равный 0,05 [6].

Результаты проведенных теоретических исследований с целью оценки эффективности регенеративного подогрева питательной воды с применением воздухоподогревателей представлены в таблице 1.

Табл. 1. Показатели эффективности энергоблока

Наименование параметра	Температура пара, К	
	838	1073
Мощность турбоустановки $N_э$, МВт	192,5	264,2
Количество подводимой теплоты Q_0 , МДж	450,3	561,0
Количество теплоты, отданное паром воздуху $Q_{в-ха}$, МДж	17,6	38,4
Абсолютный электрический КПД $\eta_э$ турбоустановки, %	44,5	50,5
КПД электростанции (нетто), %	39,8	45,3
Удельный расход условного топлива по отпуску электроэнергии, г.у.т./кВт·ч	309,0	272,7

В результате включения дополнительных поверхностей нагрева воздуха перед регенеративными подогревателями наблюдается незначительное снижение электрической мощности $N_э$, что связано с увеличением расхода пара в отборах турбины на нужды нагрева воздуха. Не смотря на снижение мощности турбоустановки, для варианта расчета с начальной температурой пара 1073 K наблюдается прирост абсолютного электрического КПД и КПД по отпуску электроэнергии на 2%, что привело к снижению удельного расхода условного топлива на 4%. Данный эффект вызван внесением полезного количества тепла в паровой котел с нагреваемым воздухом, что снижает количество подведенной теплоты к турбоустановке и расхода топлива.

Работа выполнена за счет средств субсидии в рамках реализации Программы повышения конкурентоспособности ТПУ.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Дмитриенко В.Н., Лукутин Б.В. Солнечно-дизельные системы электроснабжения северных поселков // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 3. – С. 1-7.
2. Galashov N. N., Tsibulskiy S.A. Power Technology and Engineering // Scientific Journal. — 2015. — Vol. 48, iss. 6. — [P. 459-463].
3. Саламов А.А. О крупных проектах пылеугольных тепловых электростанций с КПД более 50 % // Энергетика за рубежом. – 2009. – № 1.
4. Галашов Н.Н., Цибульский С.А. Анализ эффективности парогазовых установок тринарного типа // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325, № 4: Техника и технологии в энергетике. – С. 33-38.
5. Костюк А.Г., Фролов В.В., Булкин А.Е., Трухний А.Д. Турбины тепловых и атомных электростанций. – М.: Изд-во МЭИ, 2001. – 488 с.
6. Стерман Л.С., Лавыгин Л.С., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для студентов. – 4 – е издание перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 464 с.
7. Ривкин С.Л. Термодинамические свойства газов: Справочник. – 4 - е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 288 с.

Научный руководитель: Д.В. Гвоздяков, к.т.н., доцент каф. АТЭС ЭНИН ТПУ.