

УДК 621.438:621.1

К. Н. БРЕЗГИН, И. М. ГОРЮНОВ

АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ НАДСТРОЙКИ ТЭЦ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКОЙ

Рассмотрены принципиальные тепловые схемы комбинированной парогазовой установки с утилизацией продуктов сгорания от ГТУ АЛ-31СТЭ в паровом котле Е-230-100ГМ в составе паротурбинной установки ПТ-30-90/10 с различными схемами утилизации тепла. Приведен анализ энергетических показателей рассмотренных схем. *Газотурбинная установка; паровая турбина; паровой котел; комбинированная парогазовая установка; математическое моделирование*

Для производства электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях ежегодно расходуется около 140 млрд м³ природного газа. Использование этого ценного энергоносителя в традиционных паротурбинных установках (ПТУ) недостаточно эффективно. Это делает совершенно необходимым и экономически оправданным скорейшее внедрение высокоэкономичных ГТУ и создание на их основе комбинированных парогазовых установок (КПГУ). Эффективность КПГУ существенно выше, чем ПТУ. Это обусловлено в первую очередь значительной экономией топлива (на 30% и более) по сравнению с традиционным паросиловым циклом, а также уменьшением капиталовложений и металлоемкости на единицу вводимой мощности, сокращением продолжительности строительства ТЭС, уменьшением потребления воды, снижением численности обслуживающего персонала и др. [5].

С целью обоснования выбора тепловой схемы и оценки эффективности расширения ТЭЦ промышленно-отопительного типа на базе ПТ-65/75-12,8/1,27 с котлом Е-420-13,8ГМ в ОАО «Силловые машины» [1] рассматривались различные варианты. Результаты расчетов показали, что схема со сбросом газов ГТУ в горелки энергетического котла является самой экономичной, но и наиболее сложной и требует тщательного учета различных режимов работы ТЭЦ, так как она характеризуется тесной взаимосвязью между котлом, паровой турбиной и системой регенерации и ГТУ.

Также известны разработки, проводимые фирмой ОРГРЭС, по реконструкции энерго-

блока К-215 Псковской ГРЭС с паровым котлом ТПЕ-208 [4]. Согласно исследованиям, предложена технологическая схема организации совместной работы котла с ГТУ-20С с вытеснением регенерации высокого давления и частичным теплоснабжением.

В качестве варианта надстройки ТЭЦ на базе промышленно-теплофикационной турбины ПТ-30-90/10 была выбрана схема с утилизацией продуктов сгорания от газовой турбины в паровом котле Е-230-100ГМ. Дымовые газы от двигателя по газоходу направляются в реконструированный котел для генерирования потребного количества пара с заданными параметрами.

Чтобы не нарушать аэродинамическое сопротивление котла, ГТУ необходимо подбирать по расходу дымовых газов. Для его определения по нормативному методу [8] произведен расчет экономичности работы при номинальной нагрузке 230 т/ч. Получен расход дымовых газов и по каталогу газотурбинного оборудования [2] подобрана ГТУ АЛ-31СТЭ, у которой расход газов на выходе из силовой турбины составляет 65,87 кг/с с температурой 762 К. Следовательно, для генерирования пара с температурой 510 °С необходимо вводить дожигание топлива. В системе математического моделирования DVIGwT [3] разработана модель ГТУ. Выполнен термогазодинамический расчет на номинальном режиме и получены нагрузочные и климатические характеристики двигателя, необходимые для расчета комбинированной парогазовой установки на различных режимах.

Принципиальная тепловая схема КПГУ на базе промышленно-теплофикационной турбины ПТ-30-90/10 с надстроенным газотурбинным блоком – ГТУ типа АЛ-31СТЭ представлена на рис. 1.

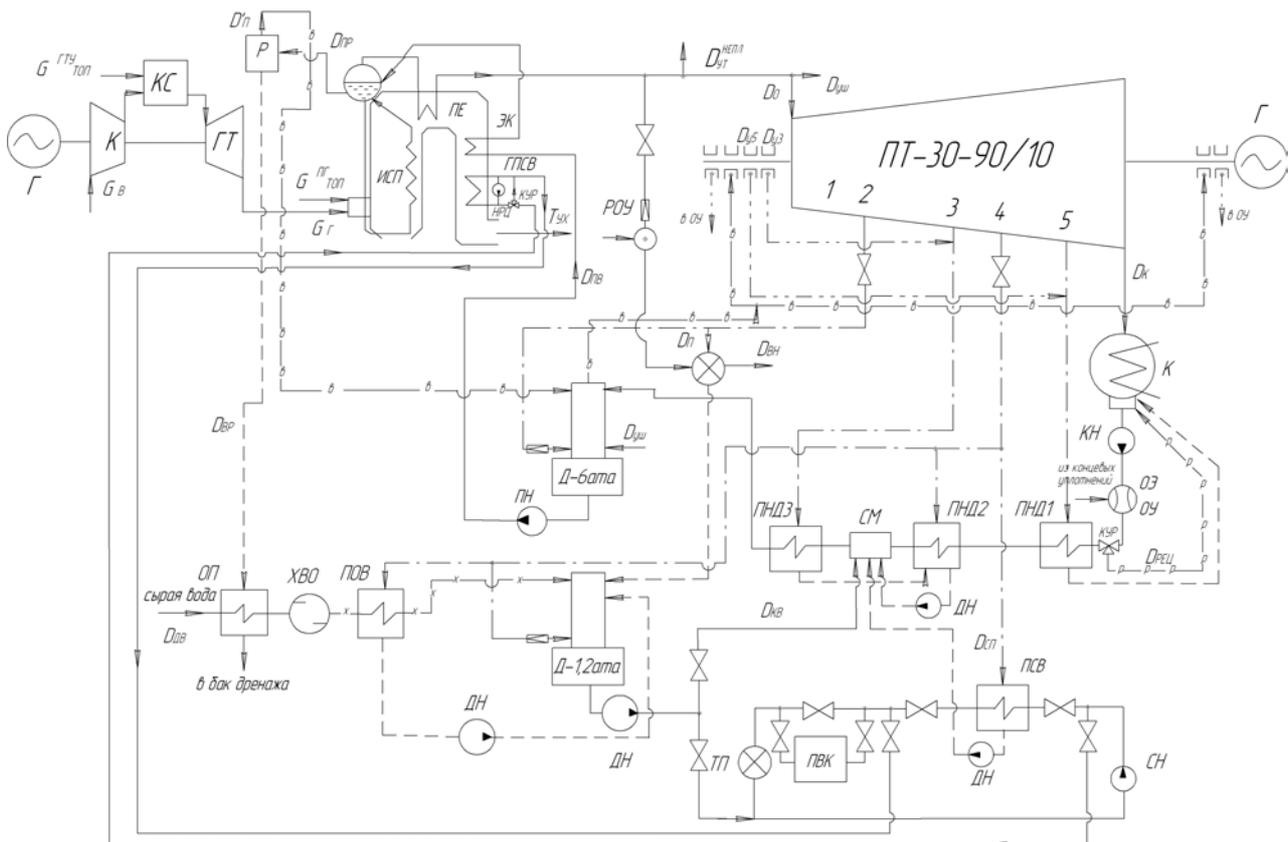


Рис. 3. Принципиальная тепловая схема комбинированной парогазовой установки на базе ПТ-30-90/10 и ГТУ АЛ-31СТЭ со сбросом продуктов сгорания в топку парового котла Е-230-100ГМ с газовым подогревателем сетевой воды

Столь высокая температура недопустима как с точки зрения надежности работы оборудования (дымососов, дымовой трубы), так и с точки зрения тепловой экономичности КПГУ.

Для снижения температуры уходящих газов до $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ рассмотрены следующие схемы утилизации тепла:

- установка газового подогревателя сетевой воды (ГПСВ);
- частичное вытеснение регенерации низкого давления, причем в обеих схемах отключены подогреватели высокого давления.

Комбинированная парогазовая установка с ГПСВ представлена на рис. 3.

Часть сетевой воды, отобранная перед подогревателем сетевой воды (ПСВ), поступает в газовый подогреватель сетевой воды и подогревается до той же температуры, что и в ПСВ. После подогрева вода смешивается с основным потоком перед пиковым водогрейным котлом.

В целях избежания коррозионного износа поверхностей ГПСВ вводится рециркуляция воды. При этом температура воды на входе и на

выходе из ГПСВ поддерживается на уровне 70 и $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ соответственно.

Расчет КПГУ выполнен в системе моделирования DVIGwT, расчетная модель которой представлена на рис. 4.

Частичное вытеснение регенерации реализовано в комбинированной парогазовой установке с газовым подогревателем низкого давления (ГПНД) и газовым подогревателем очищенной воды (ГПОВ), которая представлена на рис. 5. В схеме отключаются подогреватели низкого давления ПНД-1, ПНД-2 и подогреватель очищенной воды (ПОВ). Химически очищенная вода направляется в ГПОВ, расположенный в конвективной шахте котла за первой ступенью экономайзера (ЭК), нагревается от 35 до $94\text{ }^{\circ}\text{C}$ и далее поступает в деаэратор очищенной воды и обратного конденсата (ДКВ). Основной конденсат же после подогревателя эжектора уплотнений (ЭУ) нагревается в ГПНД от 49 до $107\text{ }^{\circ}\text{C}$ и сливается в смеситель (СМ). Аналогично предыдущей схеме, для исключения коррозионного износа поверхностей нагрева в газовых подогревателях проводится рециркуляция воды.

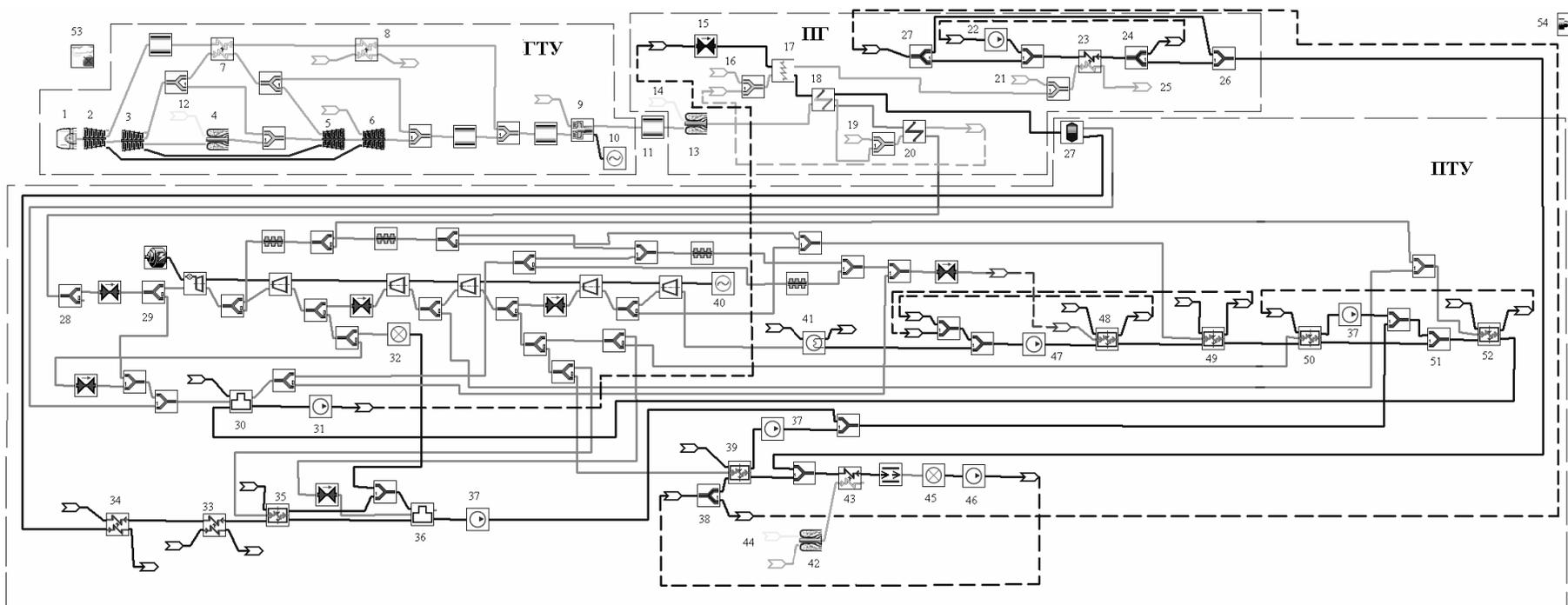


Рис. 4. Расчетная схема КПГУ с ГПСВ в системе DVIGwT

- | | | | | |
|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 1 – входное устройство | 12 – вход топлива в ГТУ | 23 – ГПСВ | 34 – охладитель продувки | 45 – теплофикация |
| 2 – КНД | 13 – топка парогенератора | 24 – отбор воды на рециркуляцию | 35 – ПОВ | 46 – сетевой насос |
| 3 – КВД | 14 – вход топлива в ПГ | 25 – уходящие газы | 36 – ДКВ | 47 – конденсатный насос |
| 4 – камера сгорания | 15 – автомат питания котла | 26 – смеситель сет. воды за ГПСВ | 37 – дренажный насос | 48 – ЭУ |
| 5 – ТВД | 16 – присосы воздуха в ЭК | 27 – расширитель продувки котла | 38 – отбор сетевой воды | 49 – ПНД-1 |
| 6 – ТНД | 17 – экономайзер | 28 – утечки пара из неплотностей | 39 – подогреватель сетевой | 50 – ПНД-2 |
| 7 – ВВТО | 18 – испаритель | 29 – утечки из штоков клапанов | 40 – электрогенератор ПГУ | 51 – смеситель перед ПНД-3 |
| 8 – нагрев воздуха статором | 19 – присосы воздуха в ПЕ | 30 – ДПВ | 41 – конденсатор | 52 – ПНД-3 |
| 9 – силовая турбина | 20 – пароперегреватель | 31 – питательный насос | 42 – топка ПВК | 53 – начальные условия |
| 10 – электрогенератор ГТУ | 21 – присосы воздуха в ГПСВ | 32 – производство | 43 – экраны ПВК | 54 – общие результаты |
| 11 – газоход | 22 – насос рециркуляции | 33 – цех химводоочистки | 44 – вход топлива в ПВК | |

Основные энергетические показатели тепловых схем

Параметр	Обозначение	Размерность	Значение			
			ПТУ	КПГУ с высокой T_{yx}	КПГУ с ГПСВ	КПГУ с ГПНД и ГПОВ
Электрическая мощность выработанная	$N_{\text{ПТУ}}^{\text{ВЫР}}_{\text{ЭС}} / N_{\text{ГТУ}}^{\text{ВЫР}}_{\text{ЭС}}$	МВт	25/25/ -	44,1688/25/ 19,1688	44,1688/25/ 19,1688	44,1688/25/ 19,1688
Электрическая мощность отпущенная	$N_{\text{ЭС}}^{\text{ОТП}}$	МВт	22,4697	40,6801	40,6801	40,6801
Общий расход теплоты на внешних потребителей	$Q_{\text{ТП}}$	МВт	67,7324	67,7324	67,7324	67,7324
Суммарный расход теплоты на отопление	Q_{T}	МВт	15,0754	15,0754	15,0754	15,0754
Теплота, полученная сетевой водой в ГПСВ	$Q_{\text{ГПСВ}}$	кВт	-	-	4885,6	-
Расход свежего пара на турбину	D_0	кг/с	42,5583	42,5583	39,2999	39,2707
Удельные затраты тепла на собственные нужды для производства электроэнергии	$q_{\text{СН}}$	-	0,03	0,03	0,03	0,03
Удельные затраты эл. мощности на с.н. для производства электроэнергии на ПТУ	$n_{\text{СН}}^{\text{Э ПТУ}}$	-	0,05	0,05	0,05	0,05
Удельные затраты эл. мощности на с.н. для производства электроэнергии на ГТУ	$n_{\text{СН}}^{\text{Э ГТУ}}$	-	-	0,05	0,05	0,05
Удельные затраты эл. мощности на с.н. по отпуску тепловой энергии	$n_{\text{СН}}^{\text{T}}$	кВт/(Гкал/ч)	22	22	22	22
Коэффициент отнесения затрат топлива на производство электроэнергии	$K_{\text{Э}}$	-	0,52882	0,61124	0,56802	0,57265
Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии	$b^{\text{Э}}_{\text{У}}$	г/(кВт·ч)	327,86	263,04	236,84	238,63
Удельный расход условного топлива на производство и отпуск тепловой энергии по станции (с учетом ПВК)	$b^{\text{T}}_{\text{У}}$	г/МДж	30,175	30,170	32,239	31,899
		кг/Гкал	126,432	126,414	135,083	133,655
КПД станции по производству электроэнергии	$\eta^{\text{Э}}$	-	0,37475	0,46711	0,51878	0,51488

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Использование газотурбинных установок при реконструкции ТЭЦ промышленно-отопительного типа / О. И. Демидов [и др.] // Промышленная энергетика. 2004. № 2. С. 19–25.

2. Каталог газотурбинного оборудования. Газотурбинные технологии. Газпром, 2006.

3. Моделирование работы элементов авиационных ГТД в системе DVIGw: Практикум по курсу «Теория, расчет и проектирование АД и ЭУ» / Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т; Сост. Х. С. Гумеров, О. Н. Иванова. Уфа, 2005. 74 с.

4. **Буринов М. А., Коновалов Р. Н.** Надстройка тепловой схемы энергоблока К-215 Псковской ГРЭС газотурбинными установками // Обобщение опыта эксплуатации теплотехнического оборудования, тепловых сетей, зданий и сооружений энергопредприятий: Сб. докл. техн. конф. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. С. 120–141.

5. Перспективы и проблемы использования ГТУ и ПГУ в российской энергетике // Теплоэнергетика. 2002. № 9. С. 2–5.

6. **Полещук И. З.** Расчет тепловой схемы комбинированной парогазовой установки электростанции: учебное пособие. Уфа: Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т, 2007. 47 с.

7. **Полещук И. З.** Расчет тепловых схем паротурбинных установок: учебное электронное издание: учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию по дисциплине «Тепловые и атомные электрические станции». Уфа: Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т, 2005.

8. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). СПб.: НПО ЦКТИ, 1998. 256 с.

9. **Цанев С. В.** Газотурбинные и парогазовые установки электростанций: учеб. пособие. М.: МЭИ, 2002. 580 с.

ОБ АВТОРАХ



Брезгин Константин Николаевич, асп. каф. авиац. теплотехники и теплоэнергетики. Дипл. инж. по тепл. электр. станциям (УГАТУ, 2008). Готовит дисс. в обл. повышения тепл. экономичности ТЭС и котельных с использованием конвертированных авиац. ГТД.



Горюнов Иван Михайлович, проф. каф. авиац. двигателей, зав. НИЛ САПР-Д. Дипл. инж.-мех. (УАИ, 1974). Д-р техн. наук по тепл. двиг. ЛА (УГАТУ, 2007). Иссл. в обл. автоматизации проектир., доводки, изготовления и эксплуатации ГТД и ЭУ.