

## ЛИТЕРАТУРА:

1. R. Venkatesan and B. Balamurugan, "A real-time hardware fault detector using an artificial neural network for distance protection," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 1, pp. 75-82, Jan. 2001, doi: 10.1109/61.905596.
2. A. L. Orille-Fernandez, N. K. I. Ghonaim and J. A. Valencia, "A FIRANN as a differential relay for three phase power transformer protection," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16. no. 2, pp. 215-218, April 2001, doi: 10.1109/61.915485.
3. Andreev M., Gusev A., Ruban N., Suvorov A., Ufa R., Askarov A., Bems J., Kralik T. Hybrid Real-Time Simulator of Large-Scale Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 34 (2), 2019, pp. 1404–1415.
4. E. Muljadi, Y. C. Zhang, V. Gevorgian, and D. Kosterev, "Understanding dynamic model validation of a wind turbine generator and a wind power plant," in *Proc. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, Milwaukee, USA, 2016, pp. 1–5.
5. Андреев М.В., Боровиков Ю.С., Гусев А.С., Сулайманов А.О., Суворов А.А., Рубан Н.Ю., Уфа Р.А. Концепция и базовая структура всережимного моделирующего комплекса. *Газовая промышленность*. – 2017. – №5 (752). – С. 18-27.
6. Andreev, M.V. Settings Determination for Numerical Transformer Differential Protection via Its Detailed Mathematical Model / M. Andreev, A. Suvorov, N. Ruban, et al. // *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2020, Vol. 14, Iss. 10, pp. 1962 –1972.
7. Андреев, М.В. Исследование процессов в измерительной части цифровых устройств релейной защиты в программном комплексе MATLAB / М.В. Андреев // *Электротехника*. – 2019. – №7. – С. 58–64.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ГАЗОТУРБИННЫХ И ПАРОГАЗОВЫХ ТЭС

В.С. Кутепов<sup>1</sup>, О.Ю. Ромашова<sup>2</sup>, А.И. Алчинов<sup>3</sup>  
Томский политехнический университет<sup>1,2,3</sup>  
ИШЭ, НОЦ И.Н. Бутакова<sup>1,2,3</sup>, группа 5БМ02<sup>1</sup>, группа 5Б8А<sup>3</sup>

Цель работы – расчетный анализ теплофикации на газотурбинных и парогазовых станциях, их особенностей по сравнению с традиционным паросиловым теплофикационным циклом, исследование эффективности теплофикации в зависимости от разных схем\условий.

Основными показателями эффективности теплофикационной выработки ЭЭ на ТЭЦ являются: мощность на тепловом потреблении, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, к-т использования теплоты топлива, показатель доли теплоты, КПД по производству электрической энергии для ГТУ-ТЭЦ.

Особенности теплофикационной выработки ЭЭ на ГТУ: ГТУ имеет неплохие показатели относительно ПТУ (сравнительно большой электрический КПД, более экологичное топливо, неплохая маневренность), необходим более тщательный подход к проектированию станции для непрерывного обеспечения теплового потребителя, при сильном отклонении от номинальной тепловой нагрузки изменяется также и оптимальная степень сжатия компрессора, что в свою очередь влияет на показатели тепловой экономичности ГТУ-ТЭЦ в целом. Дожигание дополнительного количества топлива, камера дожигания располагается после турбины, и перед ГВТО, тем самым повышая температуру газов на выходе из турбины до необходимой.

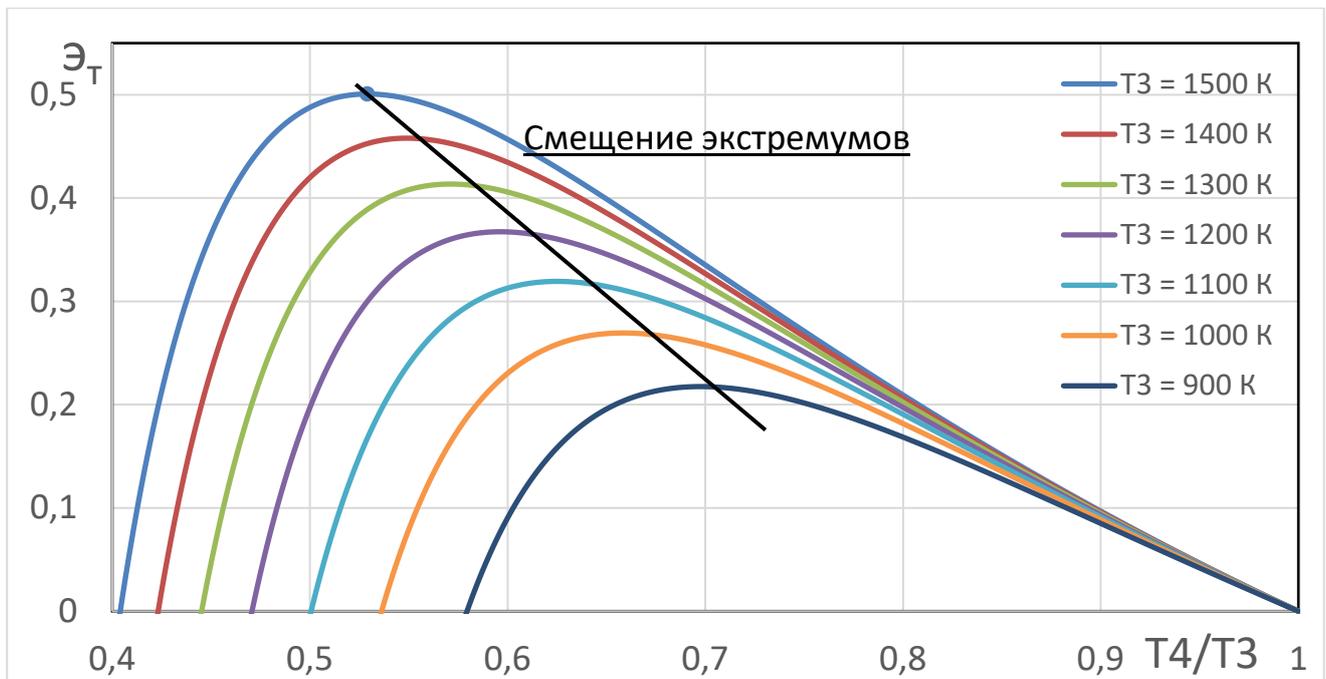
Исходные данные простой ГТУ - температура наружного воздуха  $t_1 = 0^{\circ}\text{C}$ , температура газов на выходе из газового теплофикационного подогревателя  $t_5 = 100^{\circ}\text{C}$ , внутр. относит. КПД газ турбины и компр.  $\eta_{oi}^T = 0,88$ ,  $\eta_{oi}^K = 0,86$ , выполнен анализ изменения уд. выработки электроэнергии на тепловом потреблении при варьировании температура газов перед турбиной  $T_3$  от 1000 К до 1500 К, расчет совершается при отношении температур на выходе и входе в ГТ  $T_4/T_3 = 0,4 \div 1$  с шагом 0,001 и соответствующем изменении степени повышения давления.

#### Основные результаты:

Таблица результатов расчетов при  $T_3 = 1200 \text{ К}$

Название параметра	Значения				
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$T_4/T_3$	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
$T_4$	600	720	840	960	1080
$L_k$ , кДж/кг	531,38	331,41	203,08	114,23	49,33
$L_T$ , кДж/кг	729,67	583,73	437,80	291,87	145,93
$\varepsilon$	30,48	11,89	5,51	2,88	1,64
$\varepsilon_T$	0,1972	0,3672	0,3026	0,1972	0,0932

Построим зависимость удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении от степени сжатия в компрессоре, при разных значениях температуры газов на входе в турбину  $T_3$



Результаты расчета свидетельствуют: расчетом ГТУ определено наличие экстремума удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении  $\varepsilon_T = N_T/Q_T$  в зависимости от отношения температур отвода теплоты потребителю  $T_4$  и температуры на входе в газовую турбину  $T_3$ . При увеличении  $T_3$  экстремумы функции  $\varepsilon_T$  смещаются в сторону меньших значений  $T_4$  и достигают больших величин. Для обеспечения максимальной эффективности теплофикационной установки не достаточно понизить температуру газов на выходе из турбины (как это возможно в паросиловых циклах) – так как это вызывает повышение потерь в компрессоре из-за неизоэнтропности сжатия при росте давления на выходе.

Анализ эффективности теплофикации на ПГУ-ТЭЦ выполнен путем сравнения показателей работы одно и двухконтурной ПГУ с противодавленческой паровой турбиной.

Исх данные: Температура сетевой воды на выходе из сетевой установки  $t_{пс}=95$ , температура обратной сети 45.

Дополнительные исходные данные: Давление в деаэраторе  $P_d = 0,18$  МПа, давление в отборе на деаэратор  $P_1 = 0,27$  МПа, нагрев конденсата в деаэраторе  $dt_d = 16^\circ\text{C}$ ; Парогенерирующий контур КУ состоит из экономайзера, испарителя и пароперегревателя. температурный напор  $dt_{и} = 10^\circ\text{C}$  (необходимо для максимальной утилизации теплоты газов). Температурный напор на горячем конце пароперегревателя  $dt_{вх} = 30^\circ\text{C}$ ; Изменение энтальпии в изобарных процессах отвода теплоты от дымовых газов в КУ производится по формуле  $dh = c_p \cdot d\vartheta$ ,  $c_p = 1,035$  кДж/(кг · К); Внутр. относит. КПД паровой турбины и питательного насоса ( $\eta_{oi}^T$  и  $\eta_{oi}^{ПНВД}$ ) 80%; Потери давления пара между КУ и паровой турбиной  $\delta P = 5\%$ ; Температурные напоры в ОРГПК между сетевой водой, и водой в контуре рециркуляции примем одинаковыми ( $10^\circ\text{C}$ ); Давление сетевой воды 0,6 МПа. Исходные данные для двухступенчатого КУ будут аналогичны одноступенчатому.

Схема одноконтурного котла утилизатора:

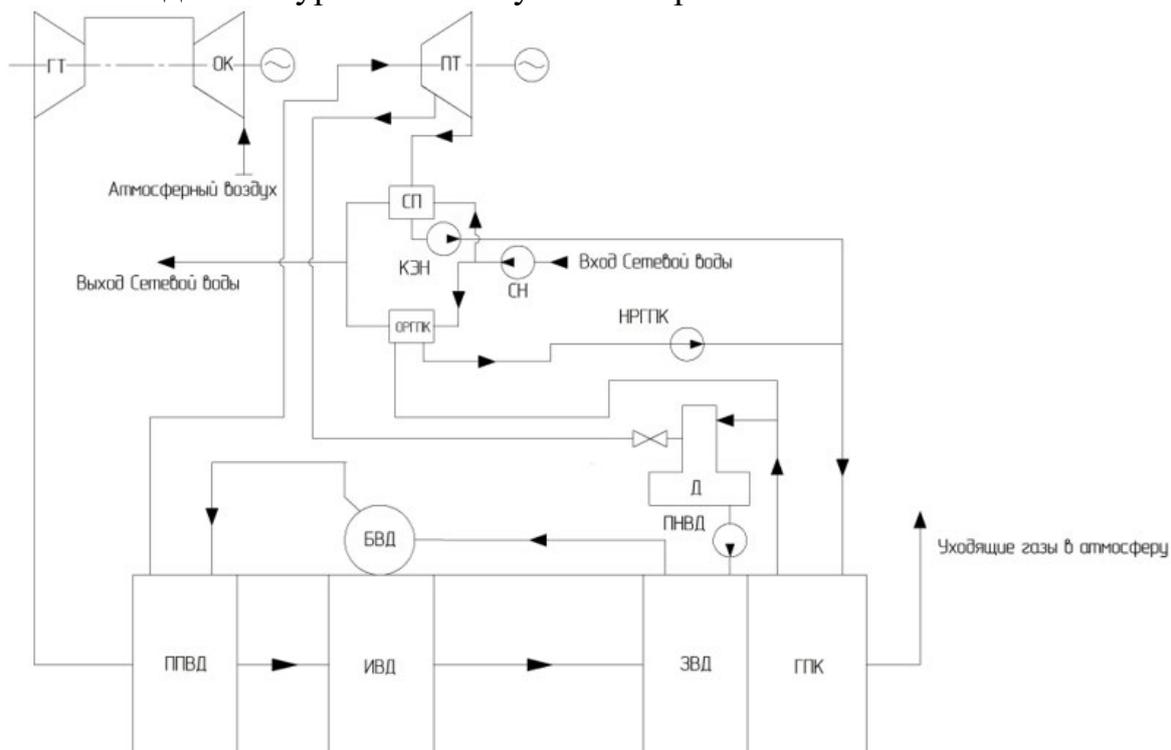


Схема двухконтурного котла утилизатора аналогична одноконтурной, но с рядом изменений: ПТ разделяется на ЧВД и ЧСД, от деаэратора выходит два потока ПНВД и ПННД, по потоку ПННД аналогично идет на ЗНД, БНД, ППНД и в ИНД.

Параметр	Ед. Изм.	одноконтурный КУ	двухконтурный КУ
$P_{\text{БВД}}$	МПа	10	
$P_{\text{ППВД}}$		9,75	
$P_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЭВД}}$		10,5	
$P_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПНВД}}$		11,5	
$t_{\text{ППВД}}$	°С	545,3	
$P_{\text{ПННД}}$	МПа	-	0,79
$t_{\text{ПННД}}$	°С	-	210,04
$G_{\text{ПННД}}$	кг/с	-	4,07
$G_{\text{Д}}$	кг/с	0,79	0,93
$G_{\text{К}}$	кг/с	27,02	30,95
$P_{\text{С}}^{\text{СП}}$	МПа	0,1313	
$t_{\text{ВХ}}^{\text{ГПК}}$	°С	70	
$G_{\text{рец}}$	кг/с	65,13	74
$Q_{\text{СП}}$	кВт	60365,49	68192,36
$Q_{\text{ОРГК}}$		12618,49	14337,96
$Q$		72983,99	82530,32
$G_{\text{СВ}}$	кг/с	345,89	391,14
$G_{\text{СВ}}^{\text{ОРГК}}$		65,13	74

$G_{\text{СВ}}^{\text{СП}}$		280,76	317,14
$t_{\text{ПС}}^{\text{СП}}$	°С	95,95	
$t_{\text{С}}^{\text{СП}}$		105,95	
$N_{\text{Э}}$	кВт	21380,14	23642,2
$\varepsilon_{\text{T}}$	-	0,2982	0,2850

Для ГТУ средней мощности эффективно будет использование двухконтурного КУ, за счет наиболее полной утилизации теплоты (120,57 °С при двухконтурном КУ и 168,88 °С при одноконтурном КУ) и возможности обеспечивать теплового потребителя с большей нагрузкой (на 17,5%).

**Выводы:** 1) Оптимизация параметров пара, вырабатываемого в схемах ПГУ-ТЭЦ с одно- и двухконтурными котлами-утилизаторами показывает, что с увеличением температуры газов на входе в котел происходит рост оптимального давления и удельной выработки на тепловом потреблении. 2) Переход от одноконтурной схемы ПГУ-ТЭЦ к двухконтурной при оптимальных параметрах паротурбинного контура, неизменной температуре и расходе газа на входе в КУ и заданных параметрах теплосети приводит к очевидному росту электрической и тепловой мощности ПТУ, но по эффективности выработки электроэнергии в теплофикационном цикле вторая схема проигрывает, так как для нее значение **удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении** снижается. Сравнивая, получили: при переходе к двухконтурной схеме КУ электрическая мощность паровой турбины увеличилась на 9%, тепловая нагрузка выросла на 11,6%, **коэффициент использования теплоты топлива** увеличился на 4,89%, однако удельная комбинированная выработка ЭЭ на тепловом потреблении снизилась на 1,32%. Снижение удельной выработки объясняется опережающим приростом тепловой нагрузки ПГУ по сравнению с электрической мощностью за счет более полного использования температуры уходящих газов в схеме теплоснабжения.

#### ЛИТЕРАТУРА:

1. Яковлев. Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения: монография. - М.: Новости теплоснабжения, 2008. — 448 с.
2. Соколов. Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. – 9-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.
3. Крашенинников С.М. Исследование эффективности схем и параметров энергоблоков ПГУ-ТЭЦ на базе ГТУ средней мощности для условий Российской Федерации // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва, 2019.

Научный руководитель: О.Ю. Ромашова, к.т.н., доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ ТПУ.