

2. Аракелян Э.К., Кожевников Н.Н. Тарифы на электроэнергию и тепло от ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 2006. - № 11. – С. 60-63.
3. Малафеев В.А., Смирнов И.А. Формирование тарифов на ТЭЦ в рыночных условиях // Теплоэнергетика. – 2003. - № 4. – С. 55-59.
4. В.Н. Рузанков (ВТИ), Б.В. Михайлов (ОРГРЭС). Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата Т-118/125-130.
5. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – М. Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
6. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов/ Под ред. В.Я. Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328с.
7. Арефьев Д.Н. Каталог BROAD. – М.: Олимп-бизнес, 2005.- 82 с.
8. Электронный ресурс: каталог продукции фирмы «Термогаз», режим доступа <http://www.termogazgroup.ru/>

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

АНАЛИЗ НАЧАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПАРА В ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКЕ С ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ГТУ

А.А. Уваров

Томский политехнический университет
ЭНИН, АТЭС, группа 5БМ51

Парогазовые установки (ПГУ) утилизационного типа на основе современных ГТУ являются наиболее совершенными энергетическими установками на газообразном топливе. При этом базовой и главной частью ПГУ является ГТУ; ведется множество разработок по повышению их КПД. Большая роль в достижении высокой экономичности принадлежит также паровой части ПГУ. При существующем широком многообразии схем ПГУ крупнейшие производители при выборе их конфигурации отдают предпочтение сложной трехконтурной схеме с промежуточным перегревом пара [1]. Имеет смысл рассмотреть влияние начальных параметров пара на экономичность парогазовой установки на базе более простой и экономичной схемы.

Целью исследования является нахождение оптимальных значений начальных параметров пара путем вариантных расчетов; при этом критерием выбора решения является максимальное значение электри-

ческого КПД ПГУ. Приоритетом при выборе тепловой схемы послужили простота и более высокая надежность установки.

Необходимым условием выбора оптимальных параметров пара является допустимая влажность в конце процесса расширения пара $y_k \leq 11\%$, что ниже, чем в традиционных паротурбинных установках по причине того, что при нерасчетных режимах возможно понижение температуры газов за ГТУ и пара на входе в турбину [2]. Такое ограничение влажности при отсутствии промперегрева определяет диапазон значений начального давления пара.

Исследуемая парогазовая установка – двухконтурная, без промперегрева, утилизационного типа на базе высокотемпературной ГТУ Mitsubishi M701J с начальной температурой 1600 °С, имеющая на номинальном режиме КПД 41 % [3].

Принятые условия и допущения:

- расчет производится при номинальных условиях, которые приняты по ISO 2314 для ГТУ;
- паровая турбина имеет два цилиндра: ЦВД и ЦНД; принята схема с вводом пара низкого давления непосредственно через корпус ЦВД в камеру смешения;
- давление для контура низкого давления (НД) принимается равным $p_0^{НД} = 0,6$ МПа, обеспечивая высокие экономические показатели ПГУ [4];
- давление в конденсаторе принимается равным $p_k = 5$ кПа. Данное значение обуславливается сокращением низкопотенциальной части ПТ и уменьшением расхода охлаждающей воды.

Оптимизируемыми параметрами являются начальные значения давления пара $p_0^{ВД}$ и температуры пара $t_0^{ВД}$.

Табл. 1. Исходные данные ГТУ для расчета [3]

Параметр	Величина
Электрическая мощность	$N_{\text{э}}^{ГТУ} = 470$ МВт
Расход воздуха в компрессор	$G_B = 861$ кг/с
Температура газов на выходе	$\theta_d = 638$ °С
Электрический КПД ГТУ	$\eta_{\text{э}}^{ГТУ} = 41\%$

Тепловой расчет схемы ПГУ ведется балансовым методом [4].

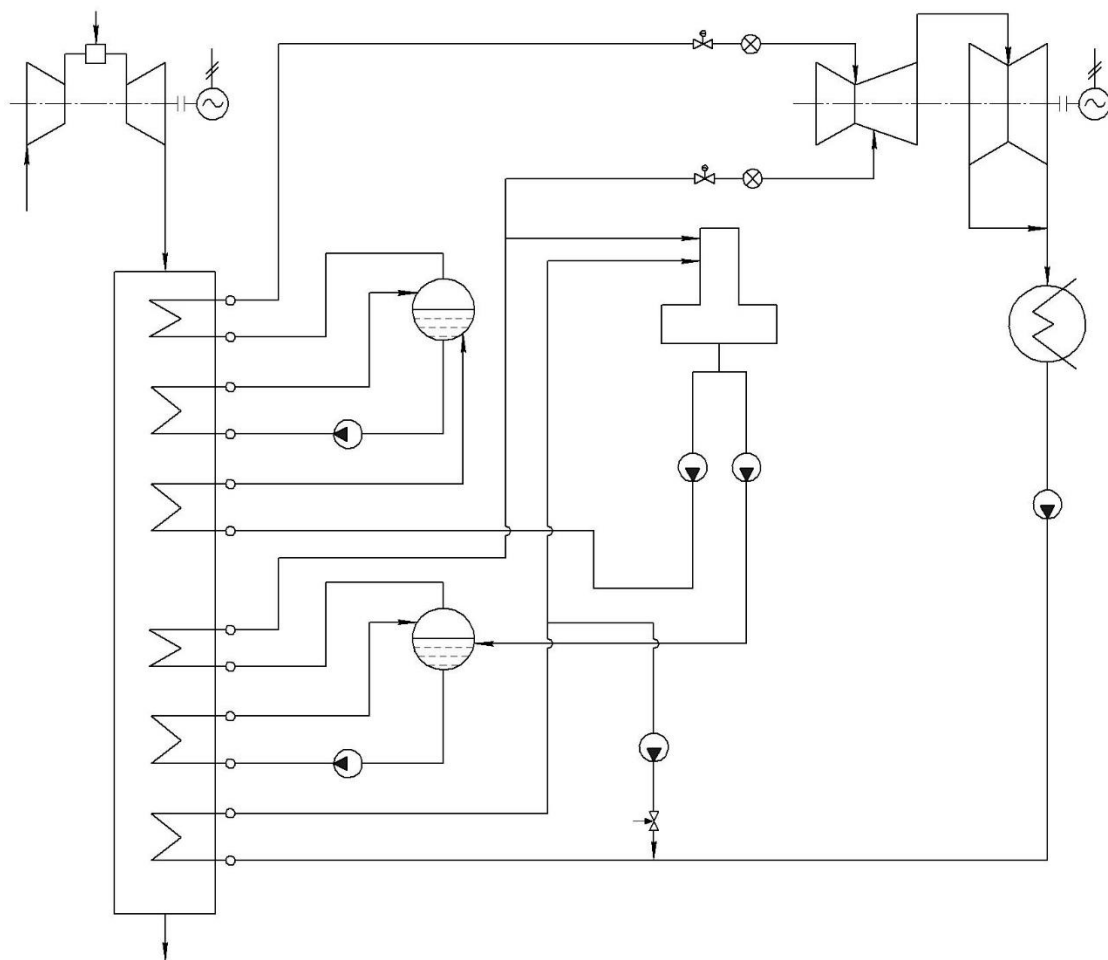


Рис. 1. Тепловая схема двухконтурной ПГУ

Результаты вариантных расчетов при изменении начального давления пара представлены на рис. 2.

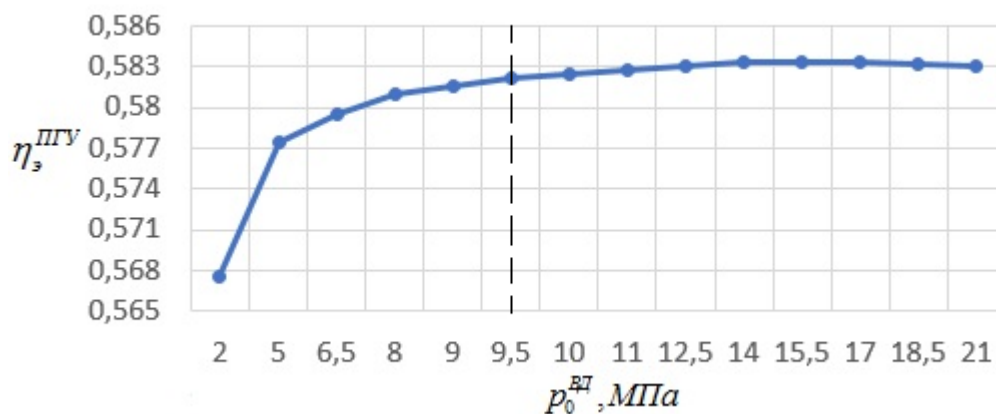


Рис. 2. График изменения $\eta_з^{ПГУ}$ от начального давления $p_0^{ВД}$

Вертикальная штриховая линия на рис. 2 обозначает границу по критерию предельного допустимого значения u_k .

График зависимости КПД ПГУ от начального давления пара имеет параболический характер, с зоной оптимума за границей допу-

стимых значений давления, в интервале от 14 до 18 МПа. Значительный рост абсолютного электрического КПД ПГУ происходит с ростом значений давления от 2 до 8 МПа. При дальнейшем росте начального давления до 17 МПа прирост КПД ПГУ незначительный, несмотря на рост КПД КУ. Это связано с характером изменения теплоперепада турбины, а также с увеличением конечной влажности.

При установлении влияния начальной температуры пара на эффективность ПГУ расчеты проводились на начальное давление пара $p_0^{ВД} = 9,5 \text{ МПа}$, соответствующее допустимой влажности. Изменение температуры пара возможно путем изменения температурного напора на выходе пара из пароперегревателя контура высокого давления.

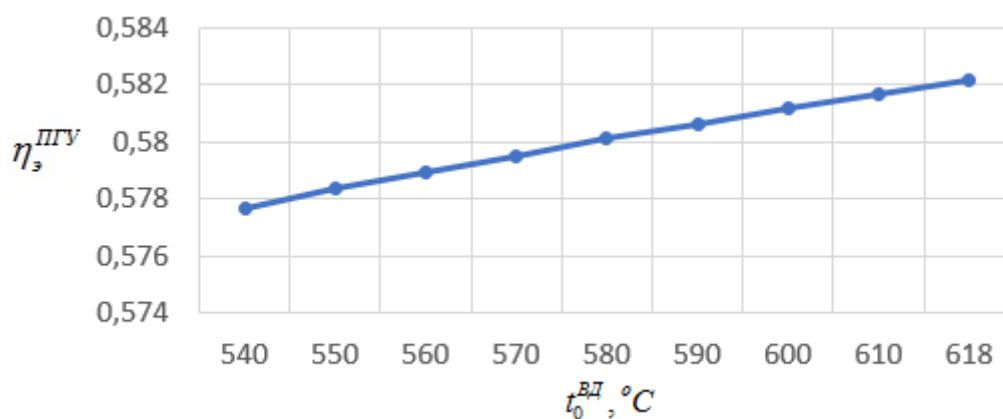


Рис. 3. График изменения $\eta_3^{ПГУ}$ от начальной температуры $t_0^{ВД}$

Анализируя полученные результаты, можно говорить, что с увеличением начальной температуры наблюдается заметный рост эффективности ПГУ, что видно из рис. 3. Объясняется этот факт значительным повышением КПД ПТУ, так как увеличивается средняя температура подвода теплоты, а также снижается конечная влажность.

Выводы

1. В условиях допустимой влажности в конце процесса расширения, максимум тепловой экономичности рассматриваемой парогазовой установки достигает значения 58,2 % при начальном давлении пара 9,5 МПа. Это значение несколько ниже достигнутой в настоящее время в мире максимальной величины КПД ПГУ, что обусловлено отсутствием промежуточного перегрева пара и применением двухконтурной схемы, вместо трехконтурной.
2. Повышение начальной температуры пара при постоянном давлении в любом случае ведет к повышению КПД ПГУ, за счет уменьшения влажности в цикле ПТУ и повышения его экономичности. Однако, использование максимально-возможной

температуры пара приводит к увеличению стоимости оборудования и трубопроводов за счет применения новых жаропрочных сталей, что требует обязательного технико-экономического обоснования.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ольховский Г.Г., Трушечкин В.П. Перспективы повышения ГТУ и ПГУ // Электрические станции. – 2013. - № 1.- С. 2-7.
2. Култышев А.Ю., Степанов М.Ю., Поляева Е.Н. Некоторые вопросы выбора параметров пара и схемных решений в целях оптимизации параметров паротурбинного оборудования и проектно-конструкторских разработок // Теплоэнергетика. – 2014. - № 12.- С. 16.
3. M701J series [Электронный ресурс] // Mitsubishi Hitachi Power Systems. URL: <https://www.mhps.com/>
4. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов / А.Д. Трухний. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 648 с.

Научный руководитель: А.М. Антонова, к.т.н., доцент кафедры АТЭС ЭНИН ТПУ.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ В УСЛОВИЯХ РАБОТЫ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

А.С. Максимов, А.В. Чалбышев
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской академии наук

Существенную долю тепловых электрических станций в России составляют теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые функционируют в условиях Оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

В действующих в настоящее время условиях функционирования рынка электроэнергии в РФ необходимо решать следующие задачи оптимизации режимов работы ТЭЦ: определить состав работающего оборудования (за двое суток до начала расчетных суток); определить для принятого состава оборудования (за сутки до начала расчетных суток) три ступени мощности и две цены электроэнергии для работы на рынке на сутки вперед (РСВ); определить на балансирующем рынке (БР) на протяжении расчетных суток оптимальный прирост мощно-