

РЕГЕНЕРАТИВНОЕ ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ГТУ С ИЗОБАРНЫМ ПОДВОДОМ ТЕПЛОТЫ

Асп. БЕГЛЯК А. В.

Белорусский национальный технический университет

В работе выполнен анализ повышения эффективности использования газообразного топлива с помощью применения регенерации для цикла газотурбинной установки с изобарным подводом теплоты ($p = \text{const}$).

Рабочее тело (атмосферный воздух) поступает в компрессор К, в котором происходит его сжатие. Этот процесс характеризуется степенью сжатия β и адиабатным внутренним КПД компрессора η_{oi}^k , отражающим процесс необратимости. Далее рабочее тело направляется в камеру сгорания КС, где к нему подводится топливо (природный газ или жидкие нефтепродукты). Процесс сгорания в КС характеризуется степенью повышения давления ρ и температурой за камерой сгорания T_3 , а также расходом топлива b_T . Рабочее тело затем поступает в газовую турбину ГТ, где происходит его расширение. В этом процессе производится работа, которая потребляется на привод компрессора и генератора. Процесс расширения в ГТ характеризуют температурой на выходе из нее $T_{4д}$, адиабатным внутренним КПД турбины η_{oi}^T , а также расходом рабочего тела $G_{рт}$.

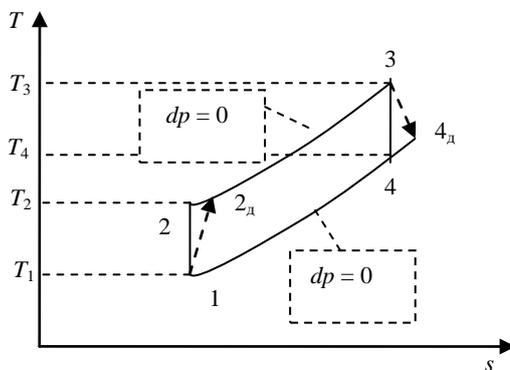


Рис. 1. Изображение в T - s -диаграмме цикла ГТУ с необратимыми процессами сжатия и расширения рабочего тела

На рис. 1 приведен реальный термодинамический цикл ГТУ с необратимыми процессами сжатия в компрессоре и расширения в турбине.

Если в идеальном цикле ГТУ сжатие и расширение происходят в адиабатном процессе (сжатие 1–2 и расширение 3–4), то в реальном – политропном – с повышением температуры в точках 2_d и 4_d , в результате наличия трения кинетическая энергия движения тратится на увеличение температуры рабочего тела.

Выполним расчет эффективности ГТУ [1, 2].

Абсолютный внутренний КПД цикла

$$\eta_i = 1 - \frac{q_2}{q_1}. \quad (1)$$

Теплоту, подводимую в реальном цикле ГТУ, рассчитаем

$$q_1 = c_p(T_3 - T_{2д}), \quad (2)$$

а температуру процесса необратимого сжатия

$$T_{2д} = T_1 \left(1 + \frac{\beta^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\eta_{oi}^k} \right). \quad (3)$$

Подставляя реальную температуру для точки 2 (рис. 1) в (2), запишем

$$q_1 = c_p T_1 \left[\frac{T_3}{T_1} - \left(1 + \frac{\beta^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\eta_{oi}^k} \right) \right]. \quad (4)$$

При этом теплота, отводимая в реальном цикле:

$$q_2 = c_p(T_{4д} - T_1). \quad (5)$$

Расчет действительной температуры процесса необратимости $T_{4д}$ при расширении выполним по формуле

$$T_{4д} = T_3 \left[1 + \eta_{oi}^r \left(\frac{1}{\beta^{\frac{k-1}{k}}} - 1 \right) \right]. \quad (6)$$

Используя (6) и (5), получим количество отведенной теплоты

$$q_2 = c_p T_1 \left\{ \frac{T_3}{T_1} \left[1 + \eta_{oi}^r \left(\frac{1}{\beta^{\frac{k-1}{k}}} - 1 \right) \right] - 1 \right\}. \quad (7)$$

В результате подстановки (4) и (7) в (1) имеем

$$\eta_i = 1 - \frac{c_p \left\{ \frac{T_3}{T_1} \left[1 + \eta_{oi}^r \left(\frac{1}{\beta^{\frac{k-1}{k}}} - 1 \right) \right] - 1 \right\}}{c_p T_1 \left[\frac{T_3}{T_1} - \left(1 + \frac{\beta^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\eta_{oi}^k} \right) \right]} = 1 - \frac{\frac{T_3}{T_1} \eta_{oi}^k \eta_{oi}^r \frac{1}{\beta^{\frac{k-1}{k}}}}{\left[\left(\frac{T_3}{T_1} - 1 \right) \frac{\eta_{oi}^k}{\beta^{\frac{k-1}{k}} - 1} \right] - 1}. \quad (8)$$

Очевидно, что при наличии конкретной конструкции турбины определяющее значение для эффективности необратимого процесса ГТУ имеют параметры окружающей среды T_1 и нагрузка установки.

Для проведения дальнейшего анализа были взяты исходные данные (табл. 1) [3–5].

В условиях работы промышленного предприятия важное значение имеет производство тепловой энергии (пара или горячей воды), которое необходимо для многих теплотехнологических процессов нагрева. В условиях цикличности производственных технологий (в зависимости от времени

суток, поры года и т. д.) на многих предприятиях не существует постоянных потребителей тепловой энергии. Поэтому для работы газовой турбины на промышленном предприятии в качестве источника энергоснабжения (производство тепловой и электрической энергии) при расчете эффективности работы установки необходимо учитывать переменные режимы.

Таблица 1

Исходные данные работы газовой турбины при $T_{oc} = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ и различных режимах нагрузки

Параметр	Нагрузка, %			
	100	90	75	50
$T_{4д}, K$	815,2	792	791	783
β	13,89	13,28	11,63	9,02
η_{oi}^k	0,85	0,85	0,85	0,85
η_{oi}^r	0,8	0,8	0,8	0,8
k	1,4	1,4	1,4	1,4
η_m	0,99	0,99	0,99	0,99
η_m	0,97	0,97	0,97	0,97

Рассмотрим в качестве примера работу газовой турбины, характеристики которой даны в табл. 1. Предположим, что потребление тепловой энергии может колебаться в диапазоне 65–100 % от номинальной тепловой мощности ГТУ. На рис. 2 приведен график зависимости электрического КПД от тепловой мощности ГТУ при фиксированной температуре окружающей среды $T_{oc} = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

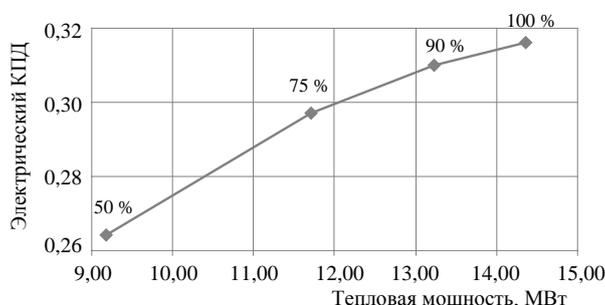


Рис. 2. Зависимость электрического КПД от тепловой мощности при $T_{oc} = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$

Точками на графике отмечены режимы загрузки 100; 90; 75 и 50 %. Таким образом, падение электрического КПД при снижении тепловой мощности ГТУ от 14,36 МВт (100 % загрузки) до 9,17 МВт (50 % загрузки) составляет более 5 %.

На рис. 3 для тех же режимов загрузки приведена зависимость электрической мощности ГТУ от тепловой.

Как видим, снижение электрической мощности в том же диапазоне тепловых мощностей составляет 3932 кВт (50 % загрузки). В условиях промышленного предприятия, где потребность в электрической энергии от ГТУ может быть востребованной постоянно, такое снижение обычно является экономически нецелесообразным.

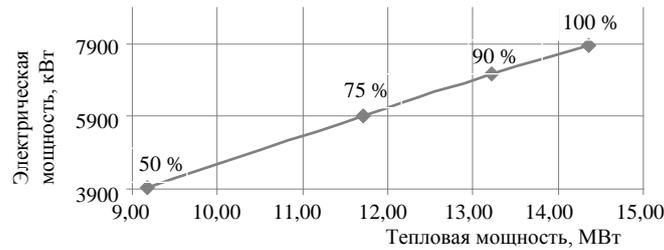


Рис. 3. Зависимость электрической мощности ГТУ от тепловой при $T_{oc} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$

Повысить эффективность цикла, а также снизить зависимость электрического КПД от температуры окружающей среды и нагрузки можно, влияя на регенеративную составляющую. С этой целью на рис. 4 приведена принципиальная схема ГТУ с изобарным подводом теплоты и регенерацией. В отличие от диаграммы ГТУ (рис. 1) в цикле рис. 4 (регенерация теплоты дымовых газов) присутствует регенеративный подогреватель рабочего тела перед камерой сгорания. Это мероприятие позволит сократить количество теплоты, которое необходимо подвести с топливом q_1 , а также уменьшить количество теплоты, отводимое в цикле ГТУ q_2 .

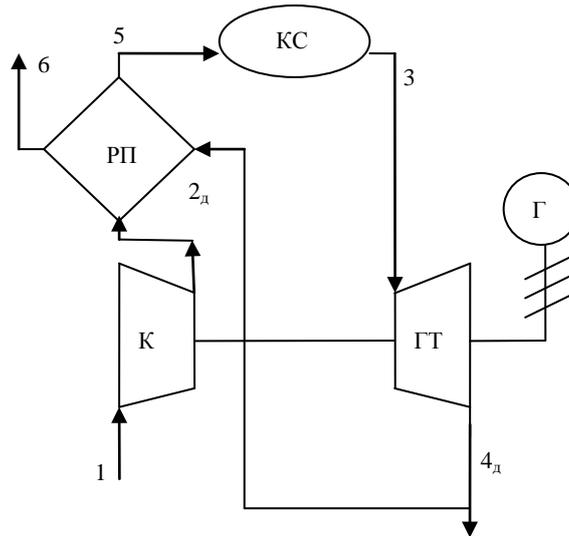


Рис. 4. Принципиальная схема ГТУ: Г – генератор; К – компрессор; ГТ – газовая турбина; КС – камера сгорания; РП – регенеративный подогреватель

На рис. 5 изображен такой процесс в термодинамической $T-s$ -диаграмме. Температура дымовых газов на входе в РП определяется температурой за ГТ T_4 , а температура дымовых газов на выходе из РП и температура рабочего тела на входе в камеру сгорания – степень регенерации σ . В случае, если температура на выходе из РП соответствует температуре на входе, регенерацию называют предельной.

Важное значение также имеет такой показатель, как коэффициент полезного действия регенеративного подогревателя, который определяет эффективность процесса теплообмена между дымовыми газами и сжатым воздухом после компрессора. Разница температур между средами (в соответствии с выполненными расчетами) составляет $70\text{--}200 \text{ }^\circ\text{C}$. Так как теплообмен происходит между двумя газообразными средами, коэффициент полезного действия регенератора составляет около $\eta_p = 80 \text{ } \%$.

На рис. 5 показан процесс регенерации в термодинамической $T-s$ -диаграмме для цикла ГТУ с изобарным подводом теплоты. На нем наглядно можно видеть эффект от внедрения регенерации.

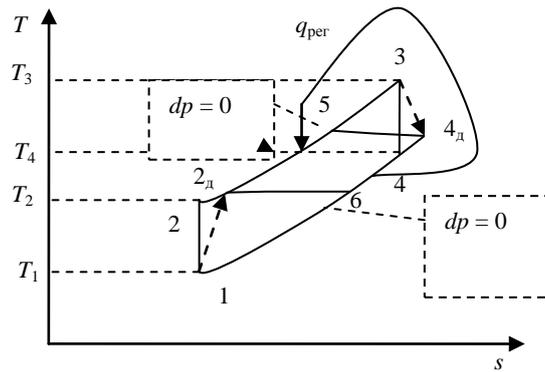


Рис. 5. Изображение в T - s -диаграмме цикла ГТУ с регенерацией и необратимыми процессами сжатия и расширения рабочего тела

Теплоту регенерации можно определять по формуле

$$q_{\text{рег}} = \sigma c_p \eta_p (T_{4d} - T_{2d}) = \sigma c_p T_1 \eta_p \left\{ \frac{T_3}{T_1} \left[1 + \eta_{oi}^T \left(\frac{1}{\beta^{\frac{k-1}{k}}} - 1 \right) \right] - \left[1 + \frac{\beta^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\eta_{oi}^k} \right] \right\}. \quad (9)$$

Запишем абсолютный внутренний КПД η_i цикла с регенерацией

$$\eta_i = 1 - \frac{q_2 - q_{\text{рег}}}{q_1 - q_{\text{рег}}}. \quad (10)$$

Электрический КПД $\eta_{\text{эл}}$ рассчитаем

$$\eta_{\text{эл}} = \eta_i \eta_m \eta_g. \quad (11)$$

При внедрении регенерации на газовой турбине в соответствии рис. 2 и 3 возможно повысить эффективность работы ГТУ при снижении производства тепловой энергии. В проведенном анализе предлагается это сделать путем изменения степени регенерации.

На рис. 6 показана зависимость электрического КПД от тепловой мощности при снижении потребности завода в тепловой энергии $T_{\text{ос}} = 10^\circ\text{C}$. Точки, отмеченные на графике, отражают следующие режимы работы: без регенерации; со степенью регенерации 100; 75; 50 и 25 %.

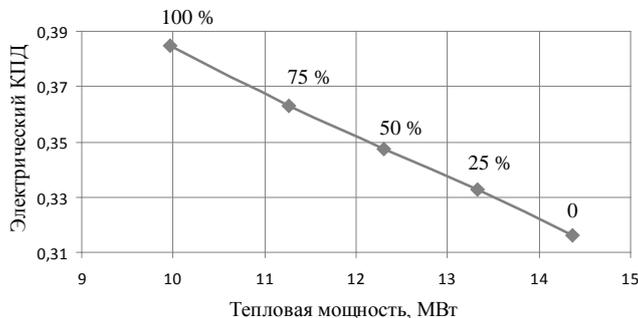


Рис. 6. Зависимость электрического КПД от тепловой мощности при увеличении степени регенерации при $T_{\text{ос}} = 10^\circ\text{C}$

Полученная зависимость показывает следующую особенность, которая имеет исключительно важное значение для промышленного предприятия, при снижении потребности в тепловой энергии с 14,36 МВт (100 % загрузки) до 9,97 МВт (70 % загрузки) происходит рост электрического КПД практически на 7 %.

Эффективность регенерации достигается за счет уменьшения расхода природного газа на нагрев рабочего тела после компрессора.

На рис. 7 показана зависимость электрической мощности ГТУ от тепловой при снижении теплового потребления завода $T_{oc} = 10^\circ\text{C}$.



Рис. 7. Зависимость электрической мощности от тепловой при увеличении степени регенерации при $T_{oc} = 10^\circ\text{C}$

ВЫВОДЫ

1. При внедрении регенерации и наличии возможностей регулировать степень регенерации достигается необходимая гибкость работы ГТУ с уменьшением теплового потребления промышленного предприятия.

2. Снижается зависимость электрического КПД и электрической мощности ГТУ от тепловой.

3. Повышается величина прибыли от работы электростанции за счет увеличения производства продукции (электрической энергии) при работе на 100%-й нагрузке.

4. Снижение энергетической составляющей себестоимости продукции происходит за счет увеличения выработки собственной электрической энергии.

5. Внедрение регенеративного подогрева для ГТУ требует дополнительного изучения экономической целесообразности данного мероприятия, натуральных испытаний схем работы регенеративных подогревателей, обеспечивающих изменение степени регенерации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хрустале в, Б. М. Техническая термодинамика / Б. М. Хрустале в, А. П. Несенчук, В. Н. Романюк. – Минск: Технопринт, 2004. – Ч. 2.

2. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учеб. пособие для вузов; под ред. С. В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

3. Siemens Power Generation [Электронный ресурс] / Каталог продукции газовых турбин. – Режим доступа: www.energy.siemens.com – Дата доступа: 20.12.2009.

4. Тригенерация [Электронный ресурс] / Каталог газовых турбин. – Режим доступа: www.combienergy.ru – Дата доступа: 10.12.2009.

5. Когенерация. Ру [Электронный ресурс] / Каталог газовых турбин. – Режим доступа: www.cogeneration.ru – Дата доступа: 5.12.2009.

Представлена кафедрой ПТЭ и ГТ

Поступила 02.02.2010