

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ УТИЛИЗАЦИОННЫХ ПГУ

И.А. Асанов, Н.Н. Галашов, С.А. Цибульский
Томский политехнический университет
ЭНИН, каф. АТЭС

Парогазовые установки (ПГУ) утилизационного типа в обозримой перспективе будут являться основными электрогенерирующими установками при работе на природном газе. Это обусловлено: высоким КПД, который уже достигнут выше 60%; низкими затратами в строительство и небольшим сроком ввода в работу, примерно в 1,5–2 раза ниже чем для паротурбинных энергоблоков сверхкритического давления; невысоким потреблением технологической воды, которое в три раза ниже на единицу вырабатываемой мощности, чем на паротурбинных ТЭС; меньшим влиянием на экологию, из-за более низких выбросов вредных веществ и теплоты в атмосферу и воду; более высокой маневренностью по сравнению с паротурбинными установками.

Особенно актуально внедрение ПГУ на Российских ТЭС в связи с тем, что для генерации электроэнергии на них используется в настоящее время до 70% природного газа и в перспективе 20–30 лет доля сжигаемого газа для производства электроэнергии если и снизится в результате замещения углем, то весьма незначительно. В связи с этим актуальным является вопрос поиска путей совершенствования этих установок.

Наиболее полно технологические вопросы работы ПГУ утилизационного типа описаны в [1, 2].

В утилизационных ПГУ газотурбинный и паротурбинный циклы связаны между собой через котел-утилизатор (КУ) и если в нем нет дополнительного сжигания топлива, то КПД ПГУ определяется по формуле [2]

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \eta_{\text{ГТУ}} + (1 - \eta_{\text{ГТУ}})\eta_{\text{КУ}}\eta_{\text{ПТУ}}, \quad (1)$$

где $\eta_{\text{ГТУ}}$ – КПД газотурбинной установки (ГТУ); $\eta_{\text{КУ}}$ – КПД КУ; $\eta_{\text{ПТУ}}$ – КПД паротурбинной установки (ПТУ).

Поскольку в основе работы таких ПГУ лежат газотурбинный и паротурбинный циклы можно выделить следующие способы повышения их экономичности:

1. Совершенствование цикла и оборудования газотурбинной установки;
2. Совершенствование цикла и оборудования паротурбинной установки;
3. Совершенствование процессов в КУ;
4. Снижение затрат электроэнергии на собственные нужды.

На основе анализа зарубежной и российской научной литературы рассмотрим наиболее перспективные пути повышения экономичности ПГУ.

Совершенствование цикла и оборудования газотурбинной установки

Электрический КПД газотурбинной установки определяется произведением термического, внутреннего относительного и электромеханического КПД. При этом внутренний относительный и электромеханический КПД определяются совершенством изготовления газовой турбины, компрессора и электроге-

нератора и в настоящее время близки к своему пределу. Поэтому основным путем совершенствования ГТУ является увеличение термического КПД.

В современных ПГУ используется газотурбинный цикл Брайтона с подводом и отводом теплоты при постоянном давлении. Термический КПД этого цикла определяется температурами подвода и отвода теплоты, при этом температура отвода теплоты взаимосвязана с температурой подвода и при ее росте также возрастает. Основным путем увеличения термического КПД является повышение температуры подвода теплоты. Температура подвода теплоты определяется материалами, из которых изготовлена камера сгорания и газовая турбина, а также способом их охлаждения. В настоящее время надежно освоена температура подвода теплоты 1500 °С, при этом на мощных ГТУ фирм General Electric, Siemens, Alstom получен электрический КПД ГТУ 40% [3, 4], экспериментальные установки уже успешно работают при температуре 1600 °С при этом ожидается электрический КПД ГТУ до 43%, ведутся разработки ГТУ с температурой подвода теплоты 1700 °С, что позволит получить КПД до 45% [3]. Современные ГТУ для надежного охлаждения элементов турбины работают с высоким коэффициентом избытка воздуха, что приводит к большим затратам мощности на компрессоре. Ведутся работы по улучшению системы охлаждения элементов газовой турбины и снижению коэффициентом избытка воздуха, что позволит повысить КПД на 1–2%.

Совершенствование цикла и оборудования паротурбинной установки

Паротурбинная установка работает на основе цикла Ренкина. Основными способами совершенствования ПГУ являются: увеличение начальных параметров; промежуточный перегрев пара; регенеративный подогрев питательной воды; снижение температуры отвода теплоты в конденсаторе; совершенствование проточной части турбины.

В настоящее время для проектирования проточной части турбины применяется 3-D моделирование, что позволило довести их КПД до верхнего предела [5].

Начальная температура цикла ПГУ определяются температурой на выходе газовой турбины, которая в зависимости от типа турбины находится в пределах 450–640 °С, что определяет начальную температуру пара на уровне 420–610 °С. Повышение начального давления слабо сказывается на повышении КПД, поэтому для снижения капитальных вложений и повышения маневренности в ПГУ применяется давление не выше 16 МПа.

Промежуточный перегрев пара в основном применяется для обеспечения допустимой влажности пара на выходе турбины.

Регенеративный подогрев питательной воды в ПГУ не повышает КПД, поэтому не применяется.

Единственным способом увеличения КПД ПГУ является снижение температуры отвода теплоты в конденсаторе, но при применении водоохлаждаемых конденсаторов понизить температуру конденсации ниже 20 °С экономически невыгодно, поэтому в районах с низкими температурами наружного воздуха применяют воздухоохлаждаемые конденсаторы (ВК), которые позволяют в

зимнее время понизить температуру отвода теплоты практически до 0 °С и ниже. Но при использовании воды в качестве рабочего тела цикла возможно ее замерзание и разрушение конденсатора. Поэтому в [6] предложено в ПТУ применять бинарный цикл, где верхний цикл работает на воде, а нижний – Органический цикл Ренкина на низкокипящем веществе (НКВ), что позволяет надежно отводить теплоту в нижнем цикле при температуре ниже 0 °С. Проведенные в [7–10] исследования по работе ВК и ПГУ на различных НКВ показали, что в зимнее время можно на 2–3 % повысить КПД ПГУ.

Совершенствование процессов в КУ

Котел-утилизатор является связующим звеном между газотурбинным и паротурбинным циклом. В уравнении (1) видим, что КПД КУ существенно влияет на вторую часть, которая определяет роль ПТУ в КПД ПГУ. КПД КУ определяется температурами входа и выхода дымовых газов. Температура газов на входе КУ определяется газовой турбиной и находится в пределах 450–640 °С. Температура газов на выходе КУ, для предотвращения конденсации влаги и коррозии металла газового тракта, поддерживается не ниже 100 °С. В результате КПД КУ не превышает 86 %. Поэтому главным путем увеличения КПД КУ является применение технологии работы котлов с понижением температуры газов ниже точки россы и конденсацией водяных паров из уходящих газов. Как показано в работе [11] применение этой технологии позволяет на 10–12% повысить КПД КУ, в результате чего на 2–3% увеличить КПД ПГУ. При этом полученный из газов конденсат может быть полезно использован на ТЭС. Кроме того в утилизаторах влаги из дымовых газов улавливается значительная часть вредных веществ, что снижает загрязнение окружающей среды.

Снижение затрат электроэнергии на собственные нужды

Затраты электроэнергии на собственные нужды у ПГУ составляют 1,5–2,5%, при этом основную долю составляют затраты на перекачку воды электронасосами. Путем замены электропривода насосов газотурбинным двигателем (ГТД) [12] можно сократить затраты электроэнергии на собственные нужды на 0,5–1,5%. При этом теплота уходящих газов ГТД может быть полезно использована в КУ, что позволит увеличить мощность и КПД ПТУ.

Выводы:

1. Основными способами увеличения КПД ГТУ являются повышение начальной температуры и снижение расхода воздуха на охлаждение. В результате чего в обозримой перспективе КПД ГТУ может достигнуть 45–47%.
2. Основными способами увеличения КПД ПТУ являются повышение начальной температура пара, что может быть достигнуто только при применении ГТУ с повышенными температурами подвода и отвода теплоты, а также снижение температуры отвода теплоты в результате применения ВК и бинарного цикла с ОЦР в нижней ступени. Это позволит в зимнее время повысить КПД ПГУ на 2–3%.

3. Для увеличения КПД КУ необходимо снижение температуры уходящих газов ниже точки росы, что позволит повысить КПД КУ на 10–12%, а КПД ПГУ на 2–3%.
4. Замена электропривода насосов ПТУ газотурбинным двигателем позволяет сократить затраты электроэнергии на собственные нужды ПГУ на 0,5–1,5%.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Kehlofer R., Rukes B., Hannemann F., Stirnimann F. Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants. PennWell Corporation, 2009. – 434 p.
2. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов / А.Д. Трухний. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 648 с.
3. Ольховский Г.Г. Перспективные газотурбинные и парогазовые установки для энергетики (обзор) // Теплоэнергетика. 2013. № 2. – С. 3–12.
4. Robb D. Combined cycles of the future // Turbomachinery Intern. – 2011. – Jan.-Febr. – P. 24–25.
5. Паровые турбины SST-200 — SST-900 Siemens в России / В.Ф. Касилов // Теплоэнергетика. 2015. №4. С. 10-16.
6. Galashov N. Thermal Efficiency of Three-Cycle Utilization-Type Steam-Gas Units / N. N. Galashov, S. A. Tsibulskii // Power Technology and Engineering: Scientific Journal. – 2015. – Vol. 48, iss. 6. – [P. 459-463].
7. Galashov N., Tsibulskiy S., Gubin V., Serova T. Numerical Study of the Characteristics of the Air Condenser Section. MATEC Web of Conferences, 37 (2015) 01021. Investigation of Power Engineering Processes. <http://dx.doi.org/10.1051/matecconf/20153701021>. 22 December 2015.
8. Galashov N, Tsibul'ski S. Numerical Analysis of the Condensation Characteristics of Different Heat-Transfer Media in an Air-Cooled Condenser. // Power Technology and Engineering : Scientific Journal. – 2016. – Vol. 49, iss. 6. – [P. 365-371].
9. Galashov N., Tsibulskii S., Matveev A., Masjuk V. Numerical Research of Steam and Gas Plant Efficiency of Triple Cycle for Extreme North Regions. 23 February 2016. <http://dx.doi.org/10.1051/epjconf/201611001019>.
10. Galashov N., Tsibulskiy S., Serova T. Analysis of the Properties of Working Substances for the Organic Rankine Cycle based Database “REFPROP”. 23 February 2016 <http://dx.doi.org/10.1051/epjconf/2011068>
11. Galashov N., Tsibulskiy S., Kiselev A. Application of Evaporative Cooling for the Condensation of Water Vapors from a Flue Gas Waste Heat Boilers CCP. 09 August 2016. <http://dx.doi.org/10.1051/matecconf/20167201029>.
12. Galashov N. Efficiency of Gas Turbine Engines for Drive of Mechanisms for In-House Needs of Thermal Power Plants. Power Technology and Engineering. October 2013.

Научный руководитель: Н.Н. Галашов, к.т.н., доцент, каф. АТЭС ЭНИН ТПУ.