

УДК 629.424.3

ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ МИНИ-ТЭЦ НА БАЗЕ ГАЗОПОРШНЕВЫХ АГРЕГАТОВ

Короленко Т.В., Алексеева О.С.

Научные руководители – старший преподаватель Павловская А.А.,
ассистент Ракевич С.И..

Более 90% мощностей Республики Беларусь вырабатывается на крупных ТЭЦ, работающих на газообразном топливе. В условиях роста цен на энергоносители расширение возможности использования нетрадиционных источников энергии играет довольно значительную роль. Согласно Государственной программе «Энергосбережение» на 2016-2020 годы одной из необходимых задач является увеличение доли местных ТЭР (топливно-энергетических ресурсов), в том числе возобновляемых источников энергии в валовом потреблении ТЭР.

Одним из вариантов рационального использования энергоресурсов и низкопотенциального тепла отходов, образовавшихся в результате технологического цикла того или иного предприятия является использование когенерационной установки на базе газопоршневых агрегатов (ГПА).

Несмотря на то, что установленная мощность таких мини-ТЭЦ относительно невелика, затраты на ее строительство окупаются за счет экономии энергии топлива и уменьшения потерь энергии, так как основным потребителем в данном случае является то предприятие, чей технологический цикл используется. Коэффициент полезного действия такой мини-ТЭЦ может достигать 90%.

Эффективность таких энергоустановок определяется показателями собственно ГПА и принимаемым способом утилизации тепла. При проектировании мини-ТЭЦ на базе ГПА необходимо учитывать максимальное теплотребление предприятия, а также изменение тепловых нагрузок в зависимости от времени суток и сезона.

Для получения высоких экономических показателей работы ГПА в условиях энергосистемы Республики Беларусь необходимо, чтобы число часов использования установленной мощности в год превышало 6 тысяч.

Прежде всего, следует отметить, что основной подбор мощностей когенерационного оборудования следует вести, опираясь на величину постоянной в течение года тепловой нагрузки, какой в данном случае является нагрузка нагрева потоков жидкости перед их сепарацией. Подогрев для технологических нужд нефти и воды, имеющий на сегодняшний день неравномерный график (нагрев только в ночное время в емкостных подогревателях), переводится в непрерывный режим, используя при этом промежуточный скоростной подогреватель. Предусматривается перевод парового потребителя, каким является узел подогрева нефти и воды, на теплофикационную воду, что позволяет полностью перейти на систему теплоснабжения с водяным теплоносителем.

Ниже приведено сравнение двух вариантов проектирования ТЭЦ малой мощности на базе газотурбинных установок (ГТУ) и на базе газопоршневых агрегатов (ГПА).

а) ГТУ имеют большую удельную мощность и, как следствие, большую абсолютную мощность. ГТУ имеют диапазон единичных мощностей от $\approx 0,01$ МВт до ≈ 280 МВт. В свою очередь, ГПА сегодня достигли максимальной единичной мощности ≈ 16 МВт, при минимальной мощности менее одного киловатта (рисунок 1).

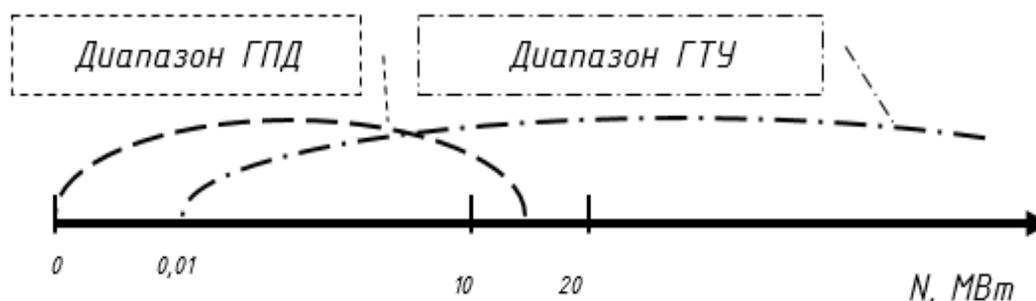


Рисунок 1. Диапазон нагрузок ГПА и ГТУ

б) ГПА при одинаковых единичных мощностях имеют более высокие значения КПД, что вызвано, прежде всего, более высокими (в настоящее время) максимальными температурами рабочего тела в цикле. Это и обеспечивает в результате наиболее экономичную работу, особенно при неполной загрузке. Из анализа соотношения КПД следует, что при одинаковом потреблении топлива мощность на валу ГПА больше, чем у ГТУ (рисунок 2). Среди своих конкурентов газопоршневой агрегат, работающий на обедненной топливно-воздушной смеси, не имеет равных по экономичности.

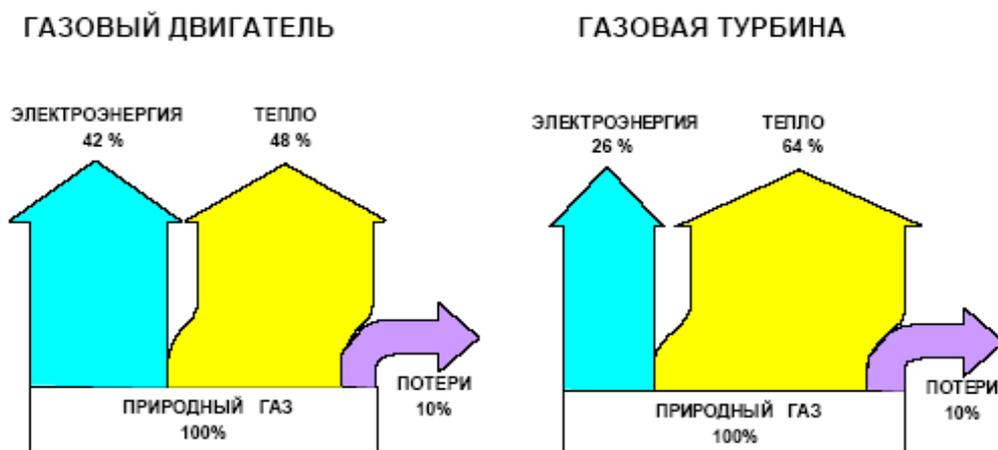


Рисунок 2. Использование топлива ГТУ и ГПА

в) Работа газовой турбины и газопоршневого агрегата будет наиболее эффективной и экономичной, при их номинальной нагрузке. При снижении нагрузки газовой турбины, КПД резко снижается. Для газопоршневого агрегата изменение режима нагрузки даже от 100% до 50% незначительно повлияет и на общий, и на электрический КПД. При любом режиме нагрузки такой двигатель показывает самый высокий электрический КПД, поэтому ГПА позволяют более

гибко реагировать на требования режимного характера, так как обеспечивают большую стабильность КПД при изменении нагрузки (рисунок 1.4).

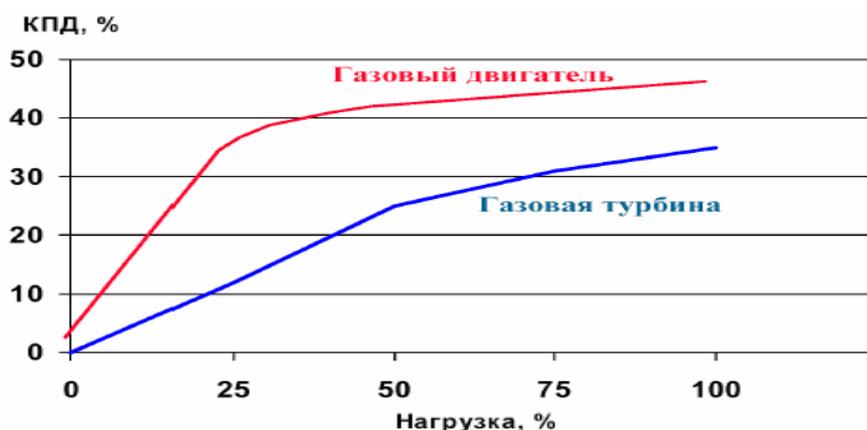


Рисунок 3. Изменение КПД ГТУ и ГПА в зависимости от нагрузки

Значение КПД у ГПА снижается на 3-5% при снижении нагрузки до 50%. У ГТУ при таком снижении нагрузки в ряде случаев вообще становится нецелесообразной всякая эксплуатация. Потому в отношении режимов работы ГПА допускают изменение нагрузки в большем диапазоне, сохраняя на высоком уровне экономичность.

г) Газовая турбина более подвержена влиянию высоких температур наружного воздуха. Этот факт виден на рисунке 4. Электрический КПД газовой турбины снижается практически равномерно от 15 °С до 30 °С, а при более высоких температурах это снижение еще больше. Газопоршневой агрегат имеет не только более высокий электрический КПД во всем интервале температур, но и постоянный вплоть до +25 °С.

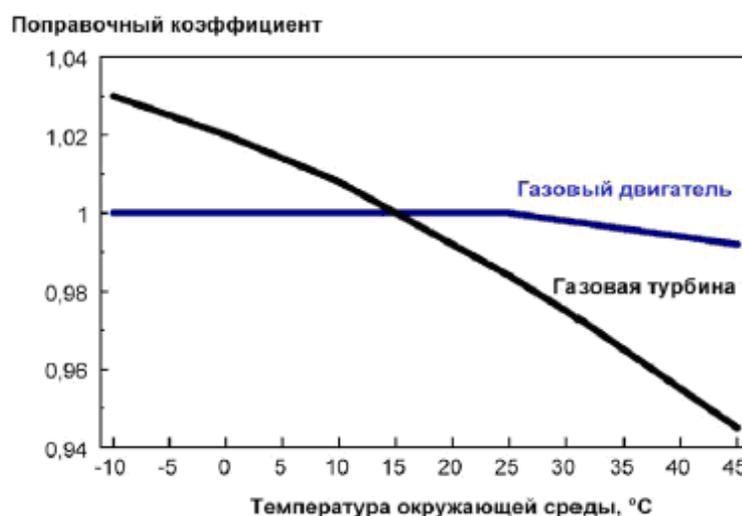


Рисунок 4. Сравнение изменения мощности ГТУ и ГПА от температуры наружного воздуха

д) ГПА и ГТУ могут работать на газообразном топливе, например на природном газе. При использовании ГПА требуется топливный газ низкого и среднего давления (давление топливного газа не превышает 0,6 МПа). ГТУ требуется топливный газ высокого давления (до 3 МПа), для чего требуется «дожимной» компрессор.

е) Достоинством газопоршневого агрегата является то, что количество циклов «пуск/останов» в течение дня для него неограничен. Тогда как газовая турбина не может запускаться и останавливаться также часто. Для нее большое количество запусков увеличивает на соответствующую величину выработанные часы моторесурса. Время запуска, время до принятия нагрузки гораздо продолжительнее у газовой турбины. Обычно время запуска для газовой турбины составляет 15-17 минут, тогда как для поршневого двигателя – в пределах 2-3 минут.

ж) Срок службы газовой турбины вещественно короче срока службы газопоршневого агрегата (для среднеоборотного газопоршневого агрегата – до 300 тыс. часов, у ГТУ, как правило, его величина не более 120 тыс. часов). Типовой срок до капитального ремонта газовой турбины составляет 20-25 тыс. рабочих часов, тогда как для среднеоборотного газопоршневого агрегата этот показатель равен 60-80 тыс. рабочих часов. За период до капитального ремонта газопоршневого агрегата газовая турбина проходит через два полных капитальных ремонта.

з) Полный капитальный ремонт газовой турбины – более сложная работа, чем капитальный ремонт газопоршневого агрегата. Ремонт газовой турбины выполняется только специалистами высокой квалификации и, как правило, на предприятии-изготовителе, что требует ее демонтажа и транспорта. Кроме того, при ремонте газовой турбины используются более дорогие запчасти, что делает его стоимость достаточно высокой. Полный капитальный ремонт газопоршневого агрегата представляет собой относительно простой комплекс работ, который может выполняться на месте с участием фирмы-изготовителя. Поэтому время простоя по сравнению с газовой турбиной сокращено.

и) ГПА имеют малую удельную мощность, что приводит к относительно большим размерам. Поршневые двигатели, кроме того, имеют увеличенные текущие эксплуатационные затраты.

к) У ГПА всегда часть тепловой энергии ($\approx 40\%$), которую следует утилизировать, представлена энергией охлаждающей среды, обеспечивающей работу систем охлаждения двигателя. Температура соответствующего теплового потока лежит в пределах 70-90 оС.

При одинаковой электрической мощности ГПА и ГТУ, электрическом КПД соответственно равном 37–45% и 24–35%, расход выхлопных газов от ГТУ превышает расход газов от ГПА в 3-4 раза, т.е. при примерно одинаковой температуре выхлопных газов ($\approx 400-500^{\circ}\text{C}$) энергия последних у ГТУ оказывается выше в 3-4 раза.

Исходя из анализа сравнения газотурбинных установок и газопоршневых агрегатов, приходим к выводу, что для подобной системы теплоснабжения наиболее предпочтительными являются когенерационные установки на базе газопоршневых агрегатов.

Литература

1. Буянов, А.Б. Перспективы применения когенерационных газопоршневых электростанций / А.Б. Буянов, Д.Ю. Комаров // Известия ПГУПС. – 2007. – №1. – С.116-135.