

УДК: 697.341

*Юлов В.К.,
студент 2 курса магистратуры
факультет «Теплоэнергетика и теплотехника»
Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» в г. Волжском
Россия г. Волжский
Научный руководитель: Куц Л.Р.
к.т.н. доцент кафедры «Энергетика»*

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПОЛУЧЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА БАЗЕ ГТУ И ПТУ В КОНЦЕПЦИИ MICROGRID

***Аннотация:** В статье рассматриваются способы получения электроэнергии на базе существующих теплоисточников. Рассмотрено возможность применения ГТУ и ПТУ в MicroGrid. Произведена оценка использования высокотемпературных газов ГТУ для использования в теплосети MicroGrid.*

***Ключевые слова:** Газотурбинные установки, паротурбинная установка, MicroGrid, теплообменное оборудование, теплоисточники, автономная энергосистема.*

***Annotation:** The article discusses ways to generate electricity based on existing heat sources. The possibility of using GTP and STP in MicroGrid is considered. An assessment was made of the use of high-temperature gases of gas turbines for use in the MicroGrid heating system.*

***Key words:** Gas turbine plants, steam turbine plant, MicroGrid, heat exchange equipment, heat sources, autonomous power system.*

Существует два основных способа получения собственных электрогенерирующих мощностей на базе микросетей то есть MicroGrid.

Установка паровых противодавленческих или конденсационных турбин. Срок окупаемости таких паротурбинных установок составляет по предварительным расчетам 3-4 года, а себестоимость электроэнергии 0.8-1.2 руб/(кВт ч). Однако в данных расчетах не учитывалось, что при внедрении ПТУ, как правило, приходится реконструировать сам теплоисточник с целью увеличения паропроизводительности. Это ведет к дополнительным затратам на теплообменное оборудование, насосы и т.д. Если котельная водогрейная, необходима покупка парогенераторов. При установке конденсационной турбины помимо прочего, необходимы затраты на конденсатное хозяйство (конденсатор, градирня, насосы, арматура и т.д.).

При установке противодавленческой турбины необходим теплообменный аппарат, позволяющий утилизировать (полезно использовать) высокопотенциальное тепло на выходе из паровой турбины. Причем данный теплообменный аппарат необходимо установить в схеме так, чтобы он имел тепловую нагрузку, как в зимнее, так и в летнее время (например, на нужды горячего водоснабжения). Только так турбина будет круглогодично загружена и, следовательно, быстрее самоокупится. Однако такая реконструкция может существенно повлиять на себестоимость и сроки окупаемости ПТУ.

Паровые конденсационные и противодавленческие турбины при работе на перегретом паре с параметрами: давление 14 кгс/см² и температурой 225 °С могут конденсировать пар в хвостовых ступенях турбины, что негативно сказывается на КПД турбины и приводит к эрозионному износу последних ступеней турбины. Причем такие параметры пара достигаются только при установке на котлоагрегаты пароперегревателей в специально отведенном в топке месте. При отсутствии пароперегревателей давление составляет 14 кгс/см², а температура 197 °С, что однозначно приводит к конденсации пара.

Второй способ получения собственных электрогенерирующих мощностей связан с повсеместной газификацией. ГТУ позволяют на любой котельной (паровой или водогрейной) в кратчайшие по монтажу сроки получать собственную электрическую энергию при простоте в обслуживании. Однако стоимость газовой турбины в 2,5-3,0 раза выше паровой, поэтому для быстрой самоокупаемости следует тщательно подобрать мощность ГТУ. Турбину необходимо выбирать так, чтобы она была максимально загружена круглогодично и круглосуточно с полным использованием тепла уходящих после ГТУ газов.

В газопроводе по городу разрешенное давление составляет 6,0 кгс/см, за городом в районе промышленных предприятий 12,0 кгс/см, давление же на входе в камеру сгорания в зависимости от мощности ГТУ и варьируется в пределах 12,0-32,0 кгс/см - следовательно необходима установка дожимного топливного компрессора, который снижает общий КПД ГТУ.

Сложность конструкции авиационных ГТД, значительный объем доводочных работ при их создании, высокоточная балансировка ротора и т. д. определяют целесообразность их применения в наземных установках без доработки газогенераторной части. В связи с этим при анализе перспектив применения авиадвигателей целесообразно рассматривать их использование в наземных установках в основном без существенной доработки. Для энергопривода в наземных установках больше всего подходят турбовинтовые ГТД. При применении турбовинтовых двигателей в качестве энергопривода основными параметрами, определяющими их использование в наземных установках, являются располагаемая мощность на валу двигателя, расход горючего и массогабаритные характеристики.

Компоновка передвижной электростанции в отдельных блоках значительно облегчает и упрощает монтаж, наладку оборудования по месту эксплуатации, а также позволяет скомпоновать все оборудование в контейнеры, обеспечивающие транспортабельность оборудования

электростанции выбранным видом транспорта. Поскольку ГТД не требует фундамента, то силовая рама транспортного контейнера может выполнять роль опорной рамы турбогенератора. Для удобства монтажа отдельные блоки должны соединяться быстросборными муфтами.

Неоднозначен вопрос и в выборе устройства для утилизации уходящих после ГТУ газов. Для утилизации тепла можно предложить использование как котла-утилизатора, так и существующих паровых или водогрейных котлов, как с дожиганием, так и без дожигания в них топлива или малогабаритного оребренного теплофикационного экономайзера. Такие варианты следует рассматривать при создании автономной энергосистемы в концепции MicroGrid, в которой существует необходимость генерации собственной теплосети.

Все вышеизложенные моменты существенно влияют на себестоимость получения электрической энергии и срока окупаемости как паровых, так и газовых турбин, поэтому для более конкретной оценки необходимо разработать методику, позволяющую выполнять детальные расчеты для каждого конкретного теплоисточника.

Использованные источники:

1. Паровые и газовые турбины: Учебник для вузов/ Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. М.: Энергоатомиздат, 2001. 352 с