

ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК АВАРИЙНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Шувандаев А.С.

Руководитель – к.т.н., доцент Коваленко И.В.

Сибирский федеральный университет

В современных условиях существует множество причин, по которым ориентация на централизованное теплоэнергоснабжение от крупных источников становится всё более проблематичным. Среди них нехватка средств для восполнения отработавших свой ресурс генерирующих мощностей, физический износ электрооборудования и электрических сетей, высокий уровень инфляции, отсутствие технологических возможностей для подключения новых электропотребителей.

Особенно сильно эти факторы проявляются в случае удалённого электропотребителя с малым и средним уровнем электропотребления, для которого приходится сооружать протяжённые распределительные сети (например, сельские и пригородные населенные пункты).

Проблема актуальна и для крупных динамично развивающихся районов энергопотребления с дефицитом генерирующих мощностей или устаревшими сетями, где подключение новых потребителей к общей электросети становится крайне дорогим (54825 руб/кВА в Москве, 33060 руб/кВА – Санкт-Петербург, 25990 – руб/кВА – Якутск, 13072 руб/кВА – Красноярск). В таких условиях становится всё более актуальным строительство децентрализованных источников тепло- и электроэнергии – Мини-ТЭС, устанавливаемых как на уже существующих объектах энергоснабжения, так и на вновь возводимых.

Мини-ТЭС изготавливаются на базе газо-поршневых установок (ГПА) либо на базе промышленных газотурбинных установок (ГТУ). Актуальность Мини-ТЭС обусловлена рядом преимуществ, основными из которых являются:

- короткие сроки изготовления (строительство станции полной заводской готовности мощностью 30 МВА составляет 14÷16 месяцев);
- повышение уровня надёжности тепло- и электроснабжения потребителей;
- высокий уровень экологической безопасности, характеризующийся уровнем вредных выбросов, который для современных газо-поршневых агрегатов (ГПА) составляет 50 мг/м³, для ГТУ – до 25 см³/м³, а также уровнем шума не более 85 дБ на расстоянии в один метр;
- высокая степень экологичности позволяет устанавливать в непосредственной близости от потребителя позволяя сократить протяжённость электрических и тепловых сетей;
- высокая степень автоматизации процесса эксплуатации позволяет отказаться от постоянного обслуживающего персонала;
- современные мини-ТЭС проектируются на самые различные виды топлива, среди которых попутный нефтяной газ (ПНГ), биогаз, природный газ, керосин, дизельное топливо;
- существуют двухтопливные ГТУ и ГПА, способные автоматически осуществлять переход от одного вида топлива на другой, что повышает бесперебойность энергоснабжения;

- срок эксплуатации составляет 5÷15 лет для ГПА и 15÷25 лет для ГТУ, при этом сроки возврата инвестиций составляют 3÷5 лет;
- низкая себестоимость выработанной тепло- и электроэнергии, обусловленная использованием дешёвых видов топлива, отсутствием постоянного оперативного персонала и малыми потерями в сетях;
- мини-ТЭС имеют модульное исполнение, что освобождает от необходимости сооружения стационарного здания, сокращает затраты на общую строительную часть и время монтажа станции.

Установка системы аварийного электроснабжения на базе ГТУ или ГПА позволяет решить проблемы с длительными перерывами в питании электропотребителей. При необходимости возможен полный отказ от системы централизованного электроснабжения и эксплуатация мини-ТЭС как основного источника энергии. Так, например на биогазе или природном газе, стоимость которого для населения согласно тарифу составляет 21,72 рублей за килограмм сжиженного газа с учетом транспортировки.

Выбор между ГТУ и ГПА в качестве силового агрегата носит неоднозначный характер и определяется индивидуально.

Проведём оценку целесообразности использования газотурбинных установок или газо-поршневых двигателей, указав при этом как положительные, так и отрицательные качества.

1. Эксплуатационные затраты. Считается, что затраты на капитальный ремонт газотурбинного двигателя превышают затраты на ремонт поршневой установки. На самом деле стоимость капитального ремонта газо-поршневого двигателя может достигать 70÷90 % от первоначальной стоимости (при капремонте осуществляется полная замена поршневой группы), а цена ремонта ГТУ составляет всего 30÷40 % от начальных вложений. Причем нижний предел минимальной электрической нагрузки составляет всего 3-5%. Для газо-поршневых агрегатов жизненно важным является соблюдение правила **N+1** – количество необходимых агрегатов плюс еще один – для резерва. Это обусловлено тем, что регламентные и ремонтные работы для газо-поршневых агрегатов имеют весьма частые и продолжительные временные интервалы. Именно поэтому большинство производителей газо-поршневых установок до продажи оборудования покупателю, как правило, предоставляют только коммерческую литературу общего плана и крайне редко – сведения о полных эксплуатационных расходах и производимых технических регламентах.

В части эксплуатации газо-поршневого двигателя в приводе электростанции особо следует обратить внимание на количество используемого моторного масла – 600–800 литров на 1 МВт. Само собой, масло должно быть рекомендованным для данной газо-поршневой установки, а значит, оно не может быть дешевым. Использование не рекомендованного моторного масла ведет к потере заводских гарантий и непредсказуемым последствиям для самого газо-поршневого двигателя. Замена моторного масла должна производиться один раз в 2-4 месяца. Так фактический расход моторного масла на 1 МВт установке «Jenbacher GE» может достигать 15000 литров в год. Оптовая цена достигает 160÷180 рублей за литр, а специальное моторное масло марки Mysella 15W-40 (Shell)– стоит 40999 рублей за 208 литров. Соответственно подлежат замене все масляные фильтры или картриджи в них. Угар моторного масла составляет 0.35÷0.90 грамма на один произведенный киловатт в час. Отработанное масло газо-поршневых установок– 600 литров на 1 МВт требуют утилизации, что влечёт дополнительные расходы. В современных ГТУ замена турбинного масла производится в среднем один раз за пять лет.

Поршневые агрегаты, в отличие от газотурбинных установок, имеют жидкостное охлаждение. Объемы охлаждающей жидкости исчисляются в десятках или сотнях литрах – все зависит от мощности поршневого агрегата, в условиях холодного климата система охлаждения потребует более тщательного ухода и перехода на специальные охлаждающие жидкости.

В газотурбинных установках вышеперечисленные эксплуатационные затраты отсутствуют поскольку не используются такие расходные материалы и компоненты, как: моторное масло, свечи зажигания, масляные фильтры, жидкостная система охлаждения, наборы высоковольтных проводов.

2. Условия эксплуатации. Частые пуски – остановы газо-поршневых агрегатов, с потерей питания собственных нужд, могут повлечь за собой повреждения наиболее нагруженных узлов (подшипников турбонагнетателей, клапанов и т.д.). Газотурбинную установку из-за резких изменений термических напряжений, также предпочтительнее использовать для постоянной, непрерывной работы. Число пусков газотурбинной установки составляет 300 раз в год без малейшей потери ресурса. В среднем время запуска для газовой турбины составляет 15÷17 минут, тогда как для газового двигателя – 2÷3 минуты.

По правилам технической эксплуатации на примере моторов электростанций [GE Jenbacher](#) (Йенбахер) минимальная продолжительность эксплуатации 12 часов после каждого пуска, за исключением ввода в эксплуатацию, техобслуживания и работы на аварийном питании. Холостой ход газо-поршневого двигателя ограничен по времени системой управления агрегатом. Допустимая частичная нагрузка не менее 40%, в автономном режиме от 20% до 40% на срок до 24 часов. Газотурбинные установки способны работать в диапазоне нагрузок от минимальных 3÷5 % до максимальных 110÷115%. Газотурбинные двигатели имеют самую большую удельную мощность, достигающую 6 кВт/кг.

3. Влияние условий окружающей среды. Мощность ГПА практически не зависит от условий окружающей среды и остаётся постоянной в широком диапазоне температур, уменьшаясь только при температурах свыше 30÷40°C. При повышении температуры от -30°C до +30°C электрический КПД у газовой турбины падает на 15÷20%.

Параметры электрической мощности газотурбинных установок, по существующим стандартам ISO, измеряются при температуре +15°C. Эксплуатация газовой турбины районах со среднегодовой температурой ниже +15°C может оказаться выгодной. Например, при этой температуре официально заявленная мощность газотурбинной установки равна 4300 кВт. С учетом среднегодовой температуры в Московской области +3,1°C фактическая среднегодовая мощность будет равна 4797 кВт.

При температурах ниже +7°C ГПА требуется подогрев охлаждающей жидкости и моторного масла, что увеличивает время старта газо-поршневого агрегата из «холодного резерва».

4. Удельный расход топлива, КПД.

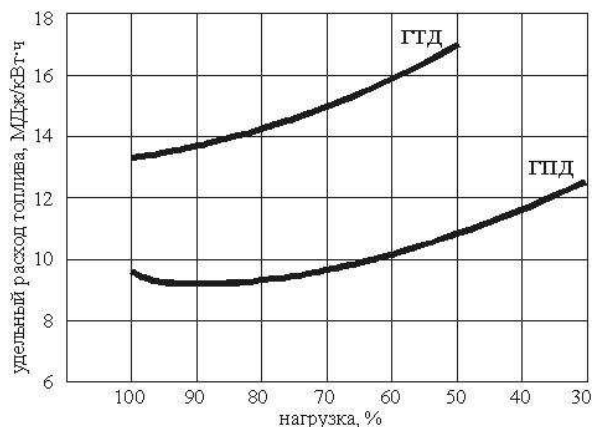


Рисунок 2 – Удельный расход топлива поршневого двигателя и турбинной установки

Удельный расход топлива на выработанный кВт·ч меньше у газо-поршневой установки, причем при любом режиме нагрузки. Это объясняется более высоким электрическим КПД, однако в случае использования электростанции в качестве резерва, этот показатель не становится определяющим. КПД ГТУ можно увеличить до 59% при использовании их в парогазовом цикле. Использование ПГА в комбинированном цикле невозможно

В отличие от газо-поршневых установок выхлопные газы турбин имеют более высокую температуру, позволяет получать тепловую энергию при работе ГТУ в когенерационном режиме для электроснабжения и отопления.

5. Капиталовложения. Электростанция мощностью 10 МВт с ГПА в качестве привода требует вложений порядка 7,5 миллионов долларов, в случае использования ГТУ затраты увеличиваются до 9,5 миллионов долларов. С ростом мощности силового агрегата преимущество ГПА в части капиталовложений уменьшаются.

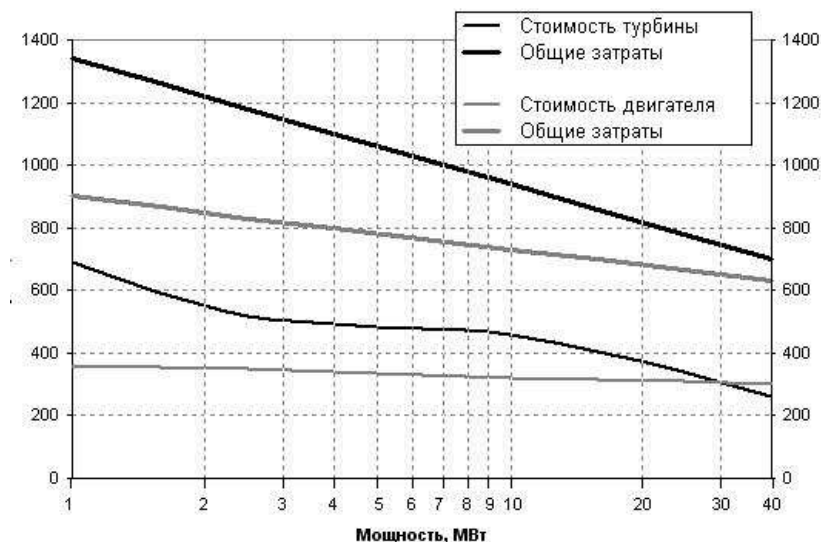


Рисунок 3 – Капиталовложения в газопоршневой агрегат и газотурбинную установку

6. Экологическая безопасность. ГПА значительно уступают ГТУ по уровню выбросов различных окислов азота. Так как моторное масло выгорает в значительных объемах, поршневые агрегаты имеют уровень вредных выбросов в атмосферу в 15-20 раз больший, чем у газотурбинных агрегатов. Содержание CO (при 15% O₂) для газопоршневых двигателей находится на уровне 180–210 мг/м³, несмотря на наличие

каталитической очистки уходящих газов. Жидкости системы охлаждения, отработанное масло требуют отдельной утилизации.

Средний уровень шумов для ГПА составляет 75÷78 дБ, этот же показатель для ГТУ составляет 65÷75 дБ.

7. Ресурс. Ресурс до капитального ремонта составляет в среднем 40000÷60000 часов. У газопоршневых моторов есть еще так называемые «промежуточные» ремонты, которые порой мало чем отличаются от капитальных. В настоящее время используются промышленные турбины срок службы таких установок значительно выше. Имеются подтвержденные заводские данные о безостановочной работе некоторых газотурбинных установок – ГТУ в течение 5÷7 лет.

На основании вышеперечисленных аргументов можно сделать вывод, что строительство мини-ТЭС на базе газотурбинного силового агрегата полностью оправдано и отвечает требованиям, предъявляемым к установке.