

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ МИНИ-ТЭС

Последние 25 лет развития мировой электроэнергетики характеризуются ускоренными темпами сооружения объектов малой энергетики, особенно газотурбинных и дизельных тепловых электростанций относительно небольшой мощности (мини-ТЭС). С применением поршневых газовых двигателей выработка электрической и тепловой энергии становится рентабельной и на установках относительно небольшой мощности.

В результате мини-ТЭС за короткий срок стали серьезной альтернативой паротурбинным ТЭС – в настоящее время около 30% мировых заказов приходится на работающие, на жидком топливе и газе малые электростанции мощностью 1–50 МВт. Большая часть их предназначена для непрерывной эксплуатации, остальные – для покрытия пиковых нагрузок и резерва.

Изменение вектора направленности развития электроэнергетики с увеличения единичной мощности энергоагрегатов на агрегаты малой мощности имеет объективные обоснования.

На первых этапах из-за неразвитости электрических сетей и относительно небольшой мощности существующих энергоагрегатов преобладали автономные источники питания (АИП) промышленных и бытовых потребителей. При этом основным видом топлива был уголь.

По мере развития электрических сетей, увеличения единичной мощности энергоагрегатов и существенного улучшения их экономических характеристик происходит вынос угольных электростанций за пределы городов. Сооружение автономных электростанций становится нерентабельным. Начинается период интенсивного увеличения мощности электростанций. Для снижения потерь при перевозке угля электростанции еще более удаляются от потребителей, приближаясь к угольным бассейнам. Для передачи большой мощности и снижения потерь электроэнергии возникает необходимость сооружения линий электропередачи сверхвысоких напряжений. С целью резервирования электростанции объединяются на параллельную работу. Образуются мощные объединенные энергосистемы.

Практически во всех странах развитие электроэнергетики финансируется в основном государством. Это объясняется, как правило, большими капиталовложениями, а также большими сроками сооружения и окупаемости электростанций (особенно ГЭС), что делает электростанции при их абсолютной необходимости инвестиционно непривлекательными.

В связи с резким падением цен на нефть и газ в середине восьмидесятых годов (и особенно в 1991 г) экономическая ситуация на рынке энергоагрегатов существенно меняется. При переходе на газ сооружение электростанций становится возможным непосредственно у потребителя. КПД современных газотурбинных установок (ГТУ), работающих в комбинированном (тепло + электричество) цикле достигает 85-95%. Сооружение мини-ТЭС, особенно в контейнерном исполнении составляет не более полугода. Капиталоемкость позволяет обеспечить срок окупаемости до 3-5 лет. Это делает мини-ТЭС привлекательными для частного капитала.

Объем реализации малых электростанций, работающих на жидком и газообразном топливе, растет примерно на 20% в год. Достаточно прогрессивными оказались электростанции на базе двигателей внутреннего сгорания (дизельные и газовые двигатели), ежегодный рост реализации которых достигает почти 30%. Заслуживают внимания двухтактные дизельные двигатели, обладающие самым высоким в электрическом режиме КПД – свыше 50%.

Жесткая конкуренция во всех сегментах рынка, начиная от механических приводов и заканчивая «ТЭС под ключ», а также исторически сложившиеся низкие на западных рынках процентные ставки препятствуют увеличению цен на газовые турбины. Конкуренция повышается за счет продолжающейся приватизации источников энергии и увеличения конкурентов на рынке независимых производителей. Отсюда нет опасения, что цены на мини-ТЭС в ближайшее время резко увеличатся.

Сооружение мини-ТЭС в России. Необходимо констатировать, что должного распространения мини-ТЭС в России пока не получили. Этому способствует ряд причин, которые, как правило, определяют недопустимо большой срок окупаемости (сопоставим с регламентированным ресурсом энергоустановок). К их числу относятся:

- отставание (из-за низкой платежеспособности населения) темпов роста цены на электро- и теплотенергию, от цены топлива и оборудования (которые уже превышают мировые цены);
- чрезвычайно высокий уровень банковской процентной ставки и отсутствие развитой системы лизинга,

- необоснованно высокая плата «за подключение»;
- отсутствие методик, регламентирующих параллельную работу мини-ТЭС с энергосистемой, что особенно актуально для мегаполисов;
- общая направленность бизнеса в России, проявляющаяся в стремлении получить максимальную прибыль с существующего производства без строительства новых объектов с относительно большим сроком окупаемости;

Эффективность сооружения мини-ТЭС в Свердловской области.

Выполненный нами технико-экономический анализ эффективности сооружения мини-ТЭС и предвключенных газовых турбин на Урале (АО "Уралэлектромедь", ОАО "Уралмаш", ОАО "Первоуральский новотрубный завод", ОАО «Уралэлектротяжмаш», ОАО «Яйвинская ГРЭС-16», ОАО «Нижнетуринская ГРЭС»), а также маркетинговые исследования по заказу администрации Свердловской области позволяют выделить следующие основные факторы, определяющие целесообразность сооружения мини-ТЭС:

– Свердловская область является благоприятным регионом России для широкого внедрения передовых газотурбинных технологий. При этом сооружение АИП эффективно не только на крупных предприятиях, но и на предприятиях относительно небольшой мощности.

– Эффективность сооружения АИП определяется существующими и ожидаемыми ценами на газ, оборудование, электрическую и тепловую энергию, а также технологической спецификой предприятия (в частности, фактором сезонности теплопотребления, числом часов использования максимальной нагрузки, графиками тепловой и электрической нагрузки и др.).

– Работа ГТУ в чисто электрическом режиме не эффективна. Отсюда следует ориентироваться на ГТУ, работающие в комбинированном цикле. При этом мощность ГТУ определяется, в основном, мощностью тепловой нагрузки.

– Для получения максимальной прибыли ГТУ целесообразна их работа в режиме постоянной полной загрузки. При отсутствии тепловой нагрузки (летний сезон) ГТУ целесообразно отключить.

– Развитие структуры АИП является действенным антимонопольным фактором, который способствует снижению рыночных цен на тепловую и электрическую энергию.

– Децентрализация производства тепловой и электрической энергии увеличивает режимную и балансовую надежность электроэнергетических систем, разгружает существующие электрические сети, снижает транспортные потери

мощности и энергии, что имеет энергосберегающий эффект и благоприятствует развитию энергопотребления в районе сооружения АИП.

– Конкуренция со стороны автономных производителей тепловой и электрической энергии стимулирует крупных поставщиков энергии увеличивать инвестиции на реконструкцию существующих электростанций, в том числе и через сооружение предвключенных газовых турбин и парогазовых установок. В целом это приведет к увеличению КПД и снижению суммарного расхода топлива.

– Сооружение ГТУ не приводит к дополнительному потреблению газа. Оно вызывает лишь перераспределение с некоторым снижением его потребления. При увеличении потребления газа на промышленном предприятии для обеспечения АИП, снижается его спрос на рынке электроэнергии, а следовательно и потребление газа паротурбинными электростанциями. Отсюда лимитирование газа для АИП не обосновано.

– Существующий в настоящее время уровень платы «за присоединение», сопоставимый с удельной стоимостью мини-ТЭС делает их сооружение безусловно эффективным. При относительно малой мощности (до 3 МВт) предпочтительны газовые поршневые двигатели.

– Принцип открытого доступа на рынок электроэнергии дает возможность потребителю не только компенсировать свои энергетические потребности, но и реализовать на рынке излишки электрической и (или) тепловой энергии, причем продажа энергии может стать одним из ключевых бизнес-факторов предприятия. Это способствует выбору варианта с более мощными энергетическими установками.

– В настоящее время мини-ТЭС экономически эффективны не только в промышленном, но и жилищном секторе. Этому способствует: объединение индивидуальных владельцев жилья в структуры с самостоятельно-хозяйственно-финансовой ответственностью; отсутствие при точечной застройке свободных мощностей в местных централизованных электрических и тепловых сетях и, как следствие, высокая плата за присоединение;

– Развитие системы газопотребления, в том числе через сооружение ГТУ, в районах, прилегающих к началу газопровода, позволяет снизить потери энергии в газораспределительной системе и затраты на транспорт газа. В Свердловской области это северные города: Ивдель, Североуральск, Карпинск, Краснотуринск, Серов.

– В местах расположения газораспределительных пунктов экономически эффективно сооружение газотурбинных расширительных станций (ГТРС).

– Развитие малой энергетики в Свердловской области предполагает строительство ремонтных предприятий, поскольку агрегатный принцип энергоустановок не позволяет выполнять их ремонты на месте сооружения. Это приведет к созданию новой промышленной инфраструктуры и появлению новых рабочих мест.

– Лимитируемые теплотреблением потенциальные потребности Свердловской области в ГТУ определяются следующими данными: менее 16 МВт – (20-25) шт., от 16 до 50 МВт – (30-40) шт., более 100 МВт – (3-5) шт.

Неучитываемые факторы технико-экономического обоснования сооружения мини-ТЭЦ.

Практически все подходы технико-экономического анализа эффективности сооружения мини-ТЭЦ основаны на сравнении вариантов по принципу – автономное (ряд вариантов) или централизованное электро- и (или) теплоснабжение. При этом внешняя система энергоснабжения, как правило, ограничивается представлением только тарифов на электрическую и тепловую энергию в точках ее поставки. На наш взгляд, это несколько упрощенный подход, снижающий значимость АИП. Как было отмечено выше, АИП имеют не только локально-коммерческий, но и системный эффект, где превалирует энергосберегающая составляющая.

Суммарный КПД при раздельном производстве электрической и тепловой энергии на крупных конденсационных электростанциях, с учетом потерь при транспорте энергии почти в два раза ниже КПД современных мини-ТЭС, работающих в комбинированном цикле. Отсюда очевиден энергосберегающий эффект. Частично при технико-экономическом обосновании вариантов он отражается через рыночные цены энергии и топлива. Но возникает вопрос, как отразить его в полной мере, особенно его социальную значимость – экономия газа сегодня – возможность использования его завтра?

Другой трудно учитываемый фактор – увеличение надежности ЭЭС при распределенной генерации, что имеет системный характер. Можно достаточно точно получить изменение показателей надежности при вводе в эксплуатацию мини-ТЭС, но поскольку пока реально нет механизма оплаты услуги по повышению надежности ЭЭС, данный фактор в экономических расчетах не учитывается.

Выше было отмечено, что централизация производства электроэнергии связана с сетевым строительством. При этом при технико-экономическом обосновании сооружения линий электропередачи практически не учитывается социально-экономический эффект – отчуждение земель, вырубка лесов под трассы (и водохранилища на электростанциях), электромагнитное воздействие на человека и окружающую среду и др. Существует инструментарий такого учета (многокритериальный анализ), но при вариантном сравнении часто одинаковые во всех вариантах составляющие отбрасываются. Распределенная генерация позволяет разгрузить существующие электрические сети и тем самым замедлить развитие сетей при увеличении электропотребления, что особенно актуально в условиях мегаполиса. Однако нет утвержденной методики оплаты такой потенциальной услуги.

Поскольку ГТУ обладают большой маневренностью, желательно их использование для оперативного регулирования балансов мощности в энергосистеме. Это должно регламентироваться правилами балансирующего рынка электроэнергии. В технико-экономических расчетах данный фактор не учитывается из-за большой неопределенности оценки экономического эффекта.

Учет отмеченных факторов, на наш взгляд, возможен через административные механизмы разрешения сооружения мини-ТЭС. Для этого следует:

- принять тезис о приоритетности развития малой энергетики;
- максимально обоснованно выполнять расчеты «платы за присоединение» с возможностью премирования за разгрузку электрической сети;
- оказывать преференции при предоставлении и оплате земельного участка под строительство мини-ТЭС;
- Найти возможности централизованного финансирования проектов сооружения мини-ТЭС.