

Увеличение энергоэффективности при применении мини-ТЭЦ в сельской местности

Р.Ф. Сагитов, к.т.н., ООО «НИПИЭП»; С.П. Василевская, к.т.н., Р.Н. Касимов, к.т.н., В.Е. Дудоров, к.с.-х.н., ФГБОУ ВО Оренбургский ГУ

В системе централизованного теплоснабжения России, сложившейся ещё в советское время, существует много нерешённых проблем. Эффективно используется не более 40% производимой энергии, а тепловые и транспортные потери составляют почти 60%. Износ основного оборудования по разным оценкам составляет: генерирующих станций – 50–80%, магистральных сетей – 70% и увеличивается на 2% в год; реальный срок службы теплотрасс в среднем не ниже 55–60 лет при норме 35–50 лет. Потери при передаче электроэнергии равны 12% от объёма производства, а потери при передаче тепла по существующим теплотрассам достигают 70% [1].

Актуальной задачей является развитие источников децентрализованного тепло-электроснабжения в отдалённых регионах страны, в том числе в сельских районах. Потребность в решении поставленной задачи обусловлена тем, что районные котельные, переданные в муниципальную собственность, из-за износа оборудования и отсутствия финансирования не могут работать на полную нагрузку, а создание новых источников энерго-снабжения требует больших расходов.

Малая электроэнергетика России на сегодняшний день представлена около 50000 электростанций общей мощностью более 17 млн кВт (8% от всей установленной мощности электростанций России), работающих как в энергосистемах, так и автономно от всех электростанций страны. Благодаря использованию современных технологий мини-ТЭЦ позволяют эффективно решать задачи обеспечения потребителей электроэнергией и теплом [2, 3].

В задачи исследования входило:

- обосновать условия применения мини-ТЭЦ для режима совместного производства тепловой и электрической энергии;
- упорядочить информацию об отечественном и зарубежном опыте создания мини-ТЭЦ;
- дать оценку целесообразности применения мини-ТЭЦ как в стране в целом, так и в отдельно взятом регионе.

Материал и методы исследования. Проект конкретной мини-ТЭЦ создан на базе котельной вуза. В процессе исследования были определены её основные характеристики, рассчитаны технико-экономические показатели, обоснована необходимость повсеместного внедрения совместной выработки электроэнергии и тепла с целью увеличения энергоэффективности существующих котельных [3, 4].

При построении графика нагрузки котельной в течение года и потенциальной выработки тепловой энергии использовались данные работы котлов (рис. 1). Заштрихованная голубым цветом площадь на графике является, по сути, неизрасходованным потенциалом котельной.

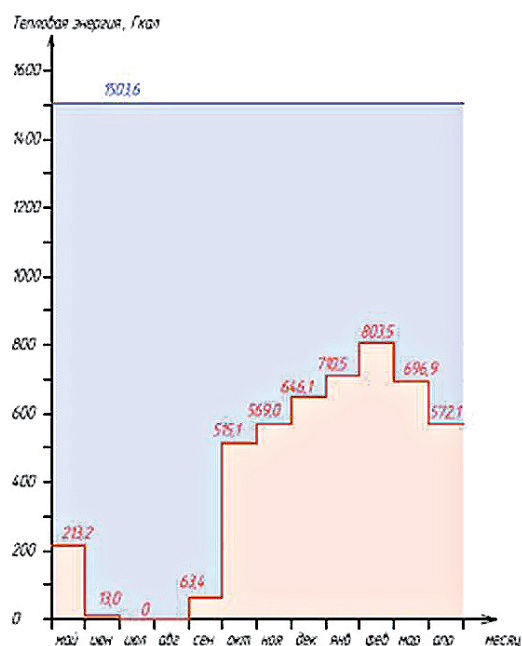


Рис. 1 – График тепловой нагрузки и потенциал котельной

Пар, вырабатываемый котлами, поступает на отопление, горячее водоснабжение и на покрытие собственных нужд [4]. Продолжительность отопительного сезона согласно СНиП 23-01-99 составляет 216 дн. (5184 час.). Температурный график системы отопления – 75/60°C; расчётная нагрузка отопления – 0,6 Гкал/ч. Схема горячего водоснабжения – закрытая. В качестве основного топлива в котельной используется природный газ теплотворной способностью 7950–8050 ккал/нм³, резервного топлива – мазут.

Годовое потребление электроэнергии на центральной площадке составляет примерно 37,8 млн кВт·ч.

Тарифы на энергоносители (без НДС) равны: электроэнергия – 2,76 руб./кВт·ч; природный газ – 3,30 руб./нм³; отпускаемое тепло – 1795,24 руб./Гкал.

Минимальный набор сооружений, помещений и оборудования, требуемого для обеспечения работоспособности мини-ТЭЦ, включает [4, 5]:

- машинный зал с турбогенератором и вспомогательным тепломеханическим оборудованием;
- маслохозяйство с баками чистого и отработанного масла и насосами;

– электротехническое оборудование с распределительным устройством выдачи электрической мощности;

– пультовую со щитом управления (при работе мини-ТЭЦ в автоматизированном режиме с дежурным оператором);

– другое вспомогательное оборудование и системы (аккумуляторная, воздушная, компрессорная, выносные радиаторы охлаждения и т.д.).

Предусмотрено максимально возможное использование существующего оборудования, систем инженерного обеспечения и инфраструктуры котельной, таких как ВПУ, лаборатории, бытовые и вспомогательные помещения и т.д.

Перечисленные выше оборудование и системы электростанции размещаются как во вновь сооружаемом здании машинного зала мини-ТЭЦ, так и в помещениях существующего здания котельной.

При работе мини-ТЭЦ в полностью автоматическом режиме (без присутствия персонала) пульт управления размещается внутри котельной, есть возможность управления турбоустановкой и напрямую из машинного зала. Однако такое техническое решение существенно увеличивает начальные капиталовложения в строительство предлагаемой мини-ТЭЦ.

В случае перевода котлов в режим паровых, с работой на номинальных параметрах, вырабатываемый котлами пар в количестве до 30 т/ч (3 котла работают, один в резерве) с абсолютным давлением $13 \text{ кг/см}^2 = 1,3 \text{ МПа}$ и температурой 194°C идёт на покрытие зимой (в отопительный сезон) отопительной нагрузки, нагрузки на ГВС и на собственные нужды, летом (в неотапливаемый сезон) – на покрытие нагрузки на ГВС и на собственные нужды.

В отопительный сезон два котла с максимальной производительностью 6 т/ч вырабатывают пара до 12 т/ч, $0,3 \text{ МПа}$, 160°C . В неотапливаемый сезон один котёл, работая максимально с производительностью 6 т/ч, вырабатывает пара до 6 т/ч, $0,3 \text{ МПа}$, 160°C .

Поскольку отопительная нагрузка меняется в зависимости от сезона и в течение сезона отопления, определена средняя нагрузка за отопительный сезон [6]:

$$12 \text{ т/ч} \times \frac{18 - (-11)}{18 - (-26)} = 12 \times 0,66 = 8 \text{ т/ч},$$

где -11°C – средняя температура за отопительный сезон;

-26°C – расчётная температура отопления;

18°C – температура в помещении.

Средняя нагрузка горячего водоснабжения составляет 1 т/ч, $0,3 \text{ МПа}$, 135°C ; на собственные нужды – 0,5 т/ч, $0,3 \text{ МПа}$, 135°C .

Таким образом, можно выделить группу потребителей пара с параметрами $0,3 \text{ МПа}$ и 135°C и расходом пара: зимой – $8 + 1 + 0,5 = 9,5 \text{ т/ч}$; летом – $1 + 0,5 = 1,5 \text{ т/ч}$.

Результаты исследования. Учитывая характер потребления пара (пар на отопление, ГВС и собственные нужды идёт с низкими параметрами по сравнению с теми, которые может выдавать существующее оборудование), а также годовое потребление электроэнергии центральной площадкой объекта, ориентировочно в среднем составляющее $37,8 \text{ млн квт} \cdot \text{ч}$, для снижения доли электроэнергии, получаемой из городской энергетической системы, предлагается использовать имеющуюся котельную и, установив противоаварийную турбину, вырабатывать тепло и электроэнергию на тепловом потреблении технологического пара давлением 3 кг/см^2 . Необходимая энергия, преобразуемая турбогенератором в электрическую, будет получена за счёт разности номинальных параметров пара, вырабатываемого котлами, и требуемых заниженных параметров.

Кроме того, для обеспечения большей производительности электроэнергии необходимо задействовать свободные котлы и запускать в работу до трёх котлов одновременно (один резервный либо на ремонте), так как в существующей ситуации четыре котла используются нерационально, три из них простаивают без нагрузки большую часть времени, но требуют немалых средств на обслуживание.

Таким образом, предлагается в комплексе использовать существующее оборудование и весь его энергетический потенциал для максимальной энергоэффективности производства [7, 8].

Для снижения доли электроэнергии, получаемой из городской энергетической системы, была выбрана серийная блочная противоаварийная турбоустановка типа ТГ-1,5А/10,5 с номинальной электрической мощностью 1500 кВт производства ОАО «Калужский турбинный завод». Эксплуатационные характеристики турбоустановки: срок службы 25 лет; межремонтный период 5 лет.

Основное и вспомогательное тепловое оборудование объединяется в принципиальной тепловой схеме линиями трубопроводов для воды и пара в соответствии с последовательностью движения рабочего тела в установке.

Предлагаемая турбогенераторная установка ТГ-1,5А/10,5 конструктивно выполнена в виде компактного блока 100-процентной заводской готовности, состоящего из противоаварийной турбины, электрогенератора и редуктора, размещённых вместе со вспомогательным оборудованием на общей «раме-маслобаке», и отдельно от устанавливаемого оборудования.

Турбина может устанавливаться непосредственно на нулевой отметке, т.е. на отметке пола машинного зала, и не требует дополнительных монтажных площадок.

В состав турбогенераторной установки входят циркуляционная система маслоснабжения, локальная система автоматического регулирования

и аварийной защиты турбины, система управления и защиты генератора. Датчики регуляторов допускают ручное управление и обеспечивают приём электрических управляющих сигналов при дистанционном и автоматическом управлении установкой [9, 10].

Блочная поставка обеспечивает быстрый (до 1 мес.) ввод в эксплуатацию.

В случае аварийной остановки турбины пропуск пара будет осуществляться через байпас турбины. Турбоустановку предлагается разместить в пристройке к существующему котельному отделению.

Турбина будет работать параллельно с существующими редукционными установками и резервироваться ими в случае аварийной остановки турбины или вывода турбины в плановый ремонт.

Принципиальная тепловая схема включения турбоустановки в тепловую схему котельной приведена на рисунке 2.

Пока крупные инвестиции не придут в большую энергетику, повышать энергобезопасность городов и промышленных предприятий и способствовать преодолению энергетического кризиса призвана малая энергетика.

Важно определить приоритеты при выборе основного оборудования для объектов малой энергетики, исходя из его эффективности и сроков окупаемости.

Для определения приоритетов следует учитывать следующие параметры: критерии оценки инвестиционной привлекательности; вид топлива и его характеристики; степень износа оборудования; уровень надёжности и экономичности; объём вредных выбросов; баланс между источником энергоснабжения и энергопотребления и др.

Опыт сооружения и эксплуатации когенерационных установок в России подтвердил, что они отличаются высокой надёжностью, простотой управ-

ления, низкой себестоимостью вырабатываемой электрической и тепловой энергии. Оборудование, устанавливаемое на мини-ТЭЦ, имеет небольшие габаритные размеры, его монтаж осуществляется без чрезмерных финансовых и трудовых затрат. В большинстве случаев обеспечивается дистанционное управление работой оборудования, а также программирование режимов работы на любой период времени.

Выполненные исследования и проектные проработки показывают высокую эффективность установки использования мини-ТЭЦ на основе паровых турбин с противодавлением на действующих котельных, особенно в случае использования блочных турбоагрегатов.

Применение на котельных противодавленческих турбин вместо или вместе с редукционно-охлаждающими устройствами позволяет использовать перепад давлений пара и вырабатывать электроэнергию с топливной составляющей затрат в 3 раза меньшей, чем в среднем в энергосистемах. Применение таких турбин для модернизации котельных не требует вмешательства в работу котельного оборудования и форсирования её параметров.

Количества вырабатываемой электроэнергии достаточно не только для покрытия собственных нужд котельной, но и для передачи внешним потребителям.

Отработанный пар после турбины используется для целей теплоснабжения и собственных нужд котельной, а также при избыточном количестве может просто выбрасываться.

В ситуации, сложившейся в системе энергообеспечения конкретного объекта, установка мини-ТЭЦ на базе существующей котельной может значительно уменьшить потребление электроэнергии из единой энергетической сети города и заменить

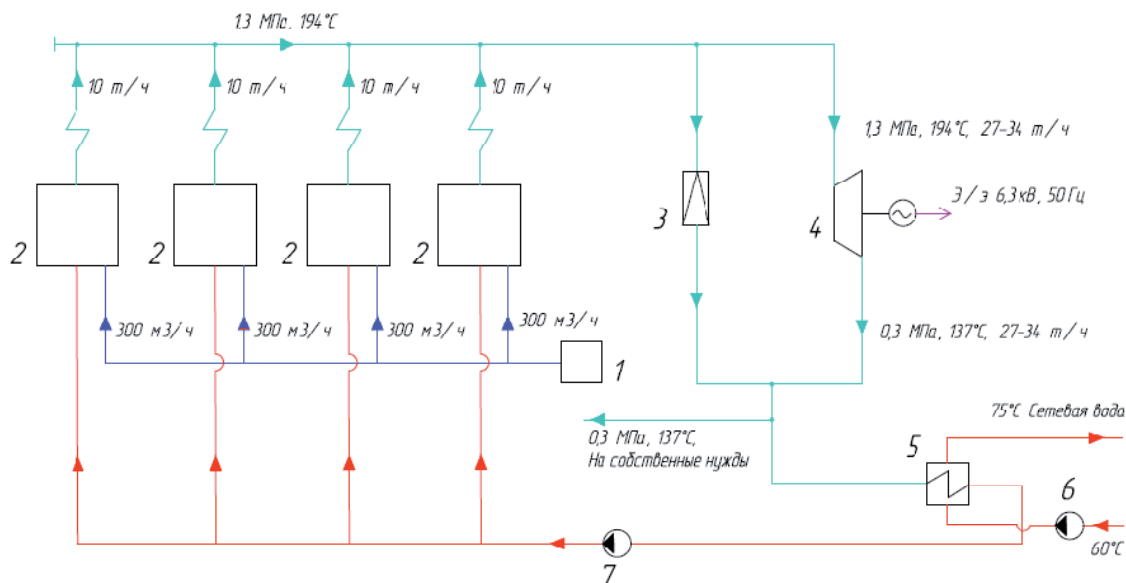


Рис. 2 – Технологическая схема мини-ТЭЦ

её на электроэнергию, производимую непосредственно на территории, причём в 3 раза дешевле.

По результатам разработанного проекта определены следующие технико-экономические показатели мини-ТЭЦ [11, 12]: мощность турбогенератора – 1500 кВт; удельный расход топлива на отпущенный киловатт-час электроэнергии при совместном производстве электрической и тепловой энергии – 140 тут/кВт·ч (на газе); годовая выработка электроэнергии – 9,04 млн кВт·ч; себестоимость одного установленного киловатта электрической энергии – 0,98 руб/кВт; срок окупаемости – 50 мес. (на газе).

В случае полного использования ресурса котельной (3 котла работают, 1 в резерве) срок окупаемости составит 4,2 года. В случае неполного использования ресурса срок окупаемости может быть увеличен, при этом межремонтные сроки и ресурс также будут увеличены.

В штатном расписании возможно совмещение по обслуживанию котлов и блочного турбогенератора, что позволит сэкономить текущие расходы.

Эффективность электрогенерирующих установок на базе паровых турбин с противодавлением достигается за счёт низкой удельной стоимости установленного киловатта и низкого удельного расхода топлива на выработку одного киловатта электроэнергии (в 2–3 раза ниже, чем в среднем по энергосистемам).

Кроме того, турбоагрегаты с паровыми турбинами с противодавлением отличаются простотой в обслуживании и высокой надёжностью в эксплуатации.

Выводы. Мини-ТЭЦ, созданные на базе действующих котельных районных центров, позволяют: создавать генерирующие мощности с технологией, способствующей получению дешёвой электроэнергии на существующем тепловом потреблении; обеспечить теплоснабжающее оборудование электроэнергией от собственных генераторов с дополнительной выдачей электрической

мощности в энергосистему. Такие электростанции имеют минимальные уровни вибрации и шума, что даёт возможность оптимального размещения в непосредственной близости к конечному потребителю энергии и исключает потери в ЛЭП и тепловой сети.

Литература

1. Котлер В.Р. Мини-ТЭЦ: зарубежный опыт // Теплоэнергетика. 2006. № 8. С. 69–71.
2. Боровков В.М., Бородин О.А. Перевод отопительных и промышленных котельных в режим мини-ТЭЦ как способ повышения их надёжности // Надёжность и безопасность энергетики. 2009. № 5. С. 47–56.
3. Лапонш Б., Филимон Т., Жгенти В. Российско-европейский диалог по вопросам энергетики и энергетическая стратегия России – определяющая роль энергосбережения // Теплоэнергетика. 2007. № 4. С. 65–70.
4. Шарапов В.И. Теплоэнергетика и теплоснабжение. Ульяновск, 2002.
5. Статистика по теплоснабжению в России. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosteplo.ru>.
6. СНиП II-35-76 «Котельные установки» // Электронный фонд правовой и нормативно-технической информации. [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/871001218>.
7. Егоров А.А. Анализ проблемы технических этажей в жилых зданиях / А.А. Егоров, В.Д. Баширов, Р.Ф. Сагитов [и др.] // Актуальные направления научных исследований: от теории к практике (Чебоксары). 2015. № 1 (3). С. 29–30.
8. Егоров А.А. Обоснование применения крышных котельных установок в зданиях жилищно-коммунального назначения / А.А. Егоров, В.Д. Баширов, Р.Ф. Сагитов [и др.] // Актуальные направления научных исследований: от теории к практике (Чебоксары). 2015. № 1(3). С. 232–233.
9. Шабанова С.В., Сагитов Р.Ф., Перехода Д.П. Воздействие выбросов предприятий энергетики на прилегающую территорию // Известия Оренбургского государственного аграрного университета. 2015. № 6(56). С. 205–208.
10. Митрофанов С.В. Исследования процесса сгорания топлива в котельной при утилизации помёта птицефабрик / С.В. Митрофанов, В.Ю. Соколов, С.А. Наумов, В.Б. Шлейников [и др.] // Известия Оренбургского государственного аграрного университета. 2018. № 2(70). С. 139–142.
11. Митрофанов С.В. Расчёт энергоэффективности при проектировании теплозащиты наружных ограждающих конструкций объектов агропромышленного комплекса // С.В. Митрофанов, В.Ю. Соколов, С.А. Наумов [и др.] // Известия Оренбургского государственного аграрного университета. 2018. № 4(72). С. 202–205.
12. Митрофанов С.В. Определение зависимостей энергоэффективности котельной с её оптимизацией для обеспечения энергетической безопасности процесса сгорания топлива / С.В. Митрофанов, В.Ю. Соколов, С.А. Наумов [и др.] // Известия Оренбургского государственного аграрного университета. 2018. № 6(74). С. 128.