

Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных

Филиппов С. П., доктор техн. наук, Дильман М. Д., канд. техн. наук
ИНЭИ РАН, Москва

Приведены результаты оценки эффективности преобразования отопительных котельных в мини-ТЭЦ на базе когенерационных установок разных типов. Рассмотрены факторы, влияющие на эффективность когенерации. Показаны перспективы внедрения когенерационных установок в России. Дана оценка емкости рынка газопоршневых, газотурбинных установок и микротурбин.

Ключевые слова: когенерация, когенерационная установка, мини-ТЭЦ, газотурбинная установка, газопоршневая установка, микротурбина, экономическая эффективность.

Необходимым условием повышения энергоэффективности экономики России является максимально возможное использование тепловых нагрузок для организации комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (когенерации), позволяющей максимально эффективно реализовать потенциал топлива с получением не только теплоты, но и более ценного продукта — электроэнергии. При этом коэффициент использования теплоты топлива (КИТ) может достигать 85 – 90 % и более. Благодаря экономии топлива и суммарных затрат, обеспечиваемой при когенерации, в XX веке в стране получила развитие теплотфикация на базе паротурбинных ТЭЦ.

В последние годы особенность развития когенерации заключается в достаточно активном сооружении крупными предприятиями собственных электрогенерирующих источников малой и средней мощности — мини-ТЭЦ. Это позволяет им в краткие сроки решить локальные проблемы дефицита электроэнергии, повысить надежность электроснабжения, уменьшить производственные издержки. В коммунальной энергетике уровень внедрения малых когенерационных установок (КГУ) остается пока весьма низким. Это объясняется в основном экономическими факторами — необходимостью привлечения заемных инвестиций, их высокой стоимостью и довольно длительными сроками окупаемости. Однако продолжающийся рост цен на топливо и совершенствование оборудования КГУ уже в скором времени могут изменить ситуацию. Кроме того, проявляется тенденция роста спроса на электроэнергию по отношению к спросу на централизованную тепловую энергию. Если раньше в нашей стране потребности в тепловой и электрической энергии (в джоулях) соотносились как 2:1, то сегодня это соотношение уже почти

1:1, а в будущем будет стремиться к 1:2. Это означает, что выработанная КГУ электроэнергия будет востребована, и конкурентные преимущества получают те установки, которые при высоком КИТ смогут обеспечить большую выработку электроэнергии на тепловом потреблении.

Важной предпосылкой для крупномасштабного развития когенерации в нашей стране является наличие большого количества котельных суммарной мощностью около 450 тыс. Гкал/ч, из которых примерно 75 % — газовые котельные, в первую очередь пригодные для преобразования в мини-ТЭЦ. Однако базой для когенерации может служить лишь половина из них, поскольку из-за падения промышленного производства котельные существенно недогружены. Среднее число часов использования их установленной мощности — менее 1400 ч/год. Кроме того, более 55 % основных фондов котельных полностью изношены и требуют незамедлительной замены.

Эффективность преобразования котельной в мини-ТЭЦ во многом определяется оптимальным выбором типа электрогенерирующего оборудования. В настоящее время на рынке представлено большое количество агрегатов разных типов, пригодных для преобразования в мини-ТЭЦ котельных любой мощности: микротурбины, газопоршневые агрегаты (ГПА), газотурбинные (ГТУ) и небольшие парогазовые (ПГУ) установки. Эти установки существенно различаются по КПД и диапазонам единичной мощности (зависимости на рис. 1, а построены по данным [1]). Соответственно выполненные на их основе КГУ будут иметь разное соотношение электрической и тепловой мощности (рис. 1, б) и в общем случае — разные значения КИТ. Как видно из рис. 1, а, КПД современных

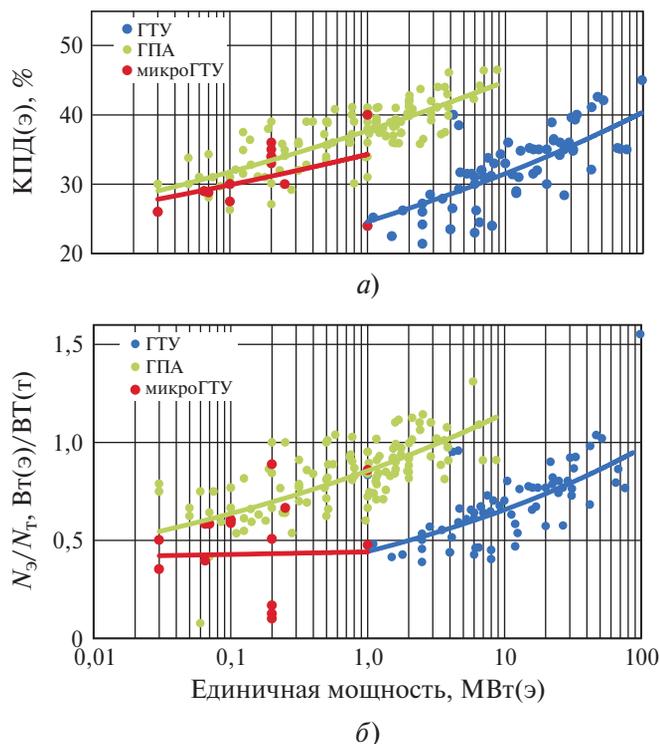


Рис. 1. Зависимости КПД (а) и соотношения электрической и тепловой мощностей (б) от типа и мощности установок

импортных микротурбин составляет 25 – 35 %, ГПА — до 40 – 45 %, небольших ГТУ — 25 – 30 %. Эффективность инвестирования в когенерацию тем выше, чем больше выработка электроэнергии на тепловом потреблении, т. е. чем выше КПД КГУ по отпуску электроэнергии при высоком значении КИТ. Представленные типы КГУ существенно различаются по удельным экономическим характеристикам. Данные реализованных проектов свидетельствуют о том, что удельные капиталовложения в мини-ТЭЦ с ГПА ниже, чем в мини-ТЭЦ с ГТУ. Однако эксплуатационные издержки в ГПА, особенно импортные, выше.

Исследования позволили выделить основные факторы, влияющие на эффективность преобразования котельных в мини-ТЭЦ с применением КГУ разных типов. Прежде всего надо отметить, что регулирование мощности КГУ по графику электрической нагрузки нерационально с точки зрения эффективности использования топлива. Более эффективным следует считать регулирование мощности КГУ по графику тепловой нагрузки потребителя даже с учетом имеющихся при этом недостатков: снижения годового использования установленной электрической мощности КГУ и рисков, связанных с неопределенностью условий покупки энергосисте-

мой электроэнергии, производимой КГУ в периоды ночных провалов электрической нагрузки.

Для выбора наиболее эффективного варианта мини-ТЭЦ должна проводиться оптимизация коэффициента теплофикации (“коэффициента когенерации”) α , т. е. доли тепловой нагрузки мини-ТЭЦ, покрываемой КГУ. Обычно удельные капиталовложения в КГУ, отнесенные к отпускаемой тепловой мощности, существенно (в 6 – 10 раз) выше, чем в пиковые водогрейные котлы той же мощности. Поэтому чем выше α , тем большими оказываются капиталовложения и эксплуатационные расходы в мини-ТЭЦ. Но при этом увеличиваются выработка электроэнергии КГУ и соответственно выручка от ее реализации. Из баланса этих величин в основном и определяется оптимальное значение α .

Возможности утилизации теплоты уходящих газов в КГУ имеют экономический предел. Особенно жестким он оказывается для малых ГТУ, в которых имеет место 3 – 4-кратный избыток воздуха в камере сгорания. Соответственно объем уходящих газов и потери теплоты с ними в 3 – 4 раза больше, чем при сжигании аналогичного количества газового топлива в паровом или водогрейном котле. Расчеты, выполненные применительно к отечественным ГТУ мощностью 6 МВт(э) с КПД(э) = 26 %, показали, что уменьшение температуры уходящих газов в котле-утилизаторе (КУ) ниже 95 °С экономически нецелесообразно. При этом КИТ составит 87 %. Дальнейшее его повышение за счет увеличения поверхности теплообмена КУ потребует увеличения затрат, не окупающихся выручкой от реализации дополнительно получаемой теплоты.

Негативным фактором для когенерации на базе ГТУ является существенная зависимость электрической мощности ГТУ от температуры окружающего воздуха и тепловой нагрузки. В табл. 1 приведены климатические характеристики отопительного периода в городах — центрах федеральных округов: средняя температура за отопительный период $t_{ср}$ [2], температура $t_{120ч}$, среднегодовая продолжительность стояния отрицательных температур τ_0 и доля времени стояния отрицательных температур в отопительный период. Из таблицы видно, что значительную часть отопительного периода КГУ будут покрывать отопительную нагрузку при отрицательных температурах — от 42 до 78 % времени в зависимости от региона.

Таблица 1

Город	$t_{cp}, ^\circ\text{C}$	$t_{120\text{ ч}}, ^\circ\text{C}$	$\tau_o, \text{ч/год}$	$(\tau_o/\tau_{от}) \cdot 100, \%$
Москва	- 3,1	- 20	2858	56
Санкт-Петербург	- 1,8	- 20	2664	50
Ростов-на-Дону	- 0,6	- 12	1736	42
Пятигорск	+ 0,2	- 12	2007	48
Нижний Новгород	- 4,1	- 22	3340	65
Екатеринбург	- 6,0	- 28	4297	78
Новосибирск	- 8,7	- 32	4130	75
Хабаровск	- 9,3	- 26	3803	75

Для характеристики продолжительности стояния низких температур в регионах России нами введен показатель $t_{120\text{ ч}}$ — значение температуры воздуха, среднегодовая продолжительность стояния не выше которой составляет 120 ч. Исходными данными для расчета этого показателя служат метеорологическая информация по продолжительности $\{\tau_t\}$ стояния температуры воздуха разных значений t , находящихся в интервале между минимальной t_{min} и максимальной температурами воздуха в данном регионе [3]. Температура $t_{120\text{ ч}}$ определяется из соотношения

$$t_{120\text{ ч}} = \min \left(\sum_{t=t_{min}}^{t=t_{120\text{ ч}}} \tau_t \geq 120 \text{ ч} \right).$$

При температуре воздуха 15°C , к которой относятся номинальные по стандарту ISO параметры ГТУ, отопительная нагрузка отсутствует, и мини-ТЭЦ удовлетворяет только нагрузку горячего водоснабжения (ГВС), составляющую обычно от 10 до 25 % расчетной тепловой нагрузки в зависимости от типа потребителя и региона. В связи с этим важным фактором эффективности применения ГТУ является их способность работать без ограничения электрической мощности при низких температурах наружного воздуха. Для этого ГТУ следует комплектовать электрогенераторами соответствующей мощности, а конструкция и материалы газовой турбины должны быть рассчитаны на массовый расход газа, соответствующий этим температурам. Как видно из табл. 1, в среднем во всех регионах страны, кроме южных областей, температуры -20°C и ниже стоят не менее 120 ч в год. Учитывая, что именно на эти

часы года приходятся максимальные электрические нагрузки, целесообразно использовать потенциал ГТУ для производства дополнительной электрической мощности.

Большие потенциальные возможности выработки дополнительной электроэнергии в КГУ при расширении ее рабочего диапазона (вследствие большой годовой продолжительности стояния температур наружного воздуха ниже 15°C на всей территории страны), с одной стороны, и высокие затраты в расширение диапазона рабочих температур ГТУ, с другой, настоятельно диктуют необходимость поиска оптимальной для каждого региона температуры “срезки” мощности ГТУ. В условиях неопределенности информации о стоимости указанных мер обоснование температуры “срезки” может быть выполнено на базе оценки предельных (максимальных) капиталовложений. Согласно нашим расчетам для ГТУ мощностью 6 МВт при климатических и ценовых условиях Москвы снижение минимальной рабочей температуры с -5°C до -20°C позволит получить около 2,5 млн руб. дополнительной выручки в год от каждой установки за счет дополнительно вырабатываемой электроэнергии. При этом предельное удорожание установки составляет 3 тыс. руб./кВт(э). Если фактические затраты на снижение минимальной рабочей температуры ГТУ окажутся больше, то это предложение будет экономически нецелесообразным. Следует отметить, что свойство ГТУ работать с повышенной мощностью при низких температурах окружающей среды является фактором, улучшающим условия прохождения электроэнергетической системой зимнего максимума нагрузки и повышающим надежность электроснабжения потребителей.

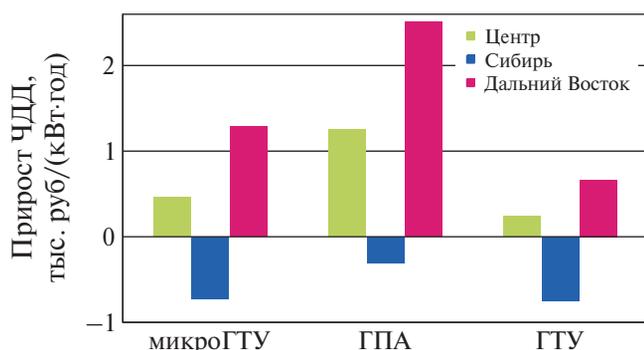


Рис. 2. Экономический эффект от преобразования газовой котельной в мини-ТЭЦ

Чем ниже температура “срезки” мощности ГТУ, тем этот эффект выше.

Рассмотрены котельные мощностью до 100 Гкал/ч. Принято, что котельные установленной тепловой мощностью менее 3 Гкал/ч оснащаются микротурбинами, от 3 до 20 Гкал/ч — ГПА, от 20 до 100 Гкал/ч — ГТУ. Коэффициент когенерации α принят равным 0,67. КГУ работают по тепловому графику потребителя, мини-ТЭЦ оснащены баками-аккумуляторами горячей воды для сглаживания суточной неравномерности нагрузки ГВС. Связь с энергосистемой, обеспечивающая электропитание присоединенных потребителей до реконструкции котельной, сохраняется, т. е. мини-ТЭЦ не является автономной.

Для данных условий получены оценки коммерческой эффективности преобразования котельных в мини-ТЭЦ. Эффективность реконструкции определяли с точки зрения собственника котельной. Предполагалось, что он осуществляет реконструкцию за счет собственных средств (самостоятельно или в составе государственно-частного партнерства), несет все издержки по проекту и получает выручку от реализации продукции. В качестве критерия принятия решения использовался максимум чистого дисконтированного дохода (ЧДД) за расчетный период 30 лет при переменной норме дисконта, учитывающей годовые индексы потребительских цен, при реальной ставке дисконта 6 %.

Для оценки экономической эффективности вариантов использовали прогнозные цены на газ, электрическую и тепловую энергию для регионов России, полученные на основе базовых цен 2012 г., приведенных с помощью индексов роста цен для инновационного варианта долгосрочного прогноза социально-экономического развития РФ на период до 2030 г. [4]. Принятые базовые цены (2012 г.): природный газ — от 3630 (Урал) до 4390

(Юг) руб/тыс. м³; электроэнергия — от 2,1 (Сибирь) до 3,7 (Юг) руб/(кВт·ч); тепловая энергия — от 820 (Урал) до 1720 (Дальний Восток) руб/Гкал.

Региональные различия цен на природный газ, электрическую и тепловую энергию, заработной платы, а также удельных капиталовложений в КГУ существенно влияют на эффективность преобразования котельных в мини-ТЭЦ по регионам страны. На рис. 2 приведены результаты оценки коммерческого эффекта от сооружения мини-ТЭЦ на базе котельных для условий центра России (Москва), Сибири (Новосибирск) и Дальнего Востока (Хабаровск) при одинаковых исходных данных. Как видно из этого рисунка, если в центре России и на Дальнем Востоке сооружение мини-ТЭЦ на базе котельных в целом эффективно, то в условиях Сибири ни один из вариантов с когенерацией не является экономически приемлемым из-за низких тарифов на электроэнергию и газ в сочетании с высоким региональным коэффициентом удорожания капиталовложений. Наиболее эффективными оказались мини-ТЭЦ на базе ГПА, вслед за ними — мини-ТЭЦ с микротурбинами. Варианты реконструкции котельных с использованием отечественных ГТУ с довольно низким КПД(э) наименее эффективны. Следовательно, для реализации программы развития когенерации на базе котельных потребуются надежные отечественные энергетические ГТУ небольшой мощности (6 – 16 МВт) с высоким КПД(э).

Для указанных макроэкономических условий получены оценки потенциальных масштабов развития когенерации в России на базе существующих котельных установленной тепловой мощностью до 100 Гкал/ч. Согласно расчетам электрическая мощность КГУ может составить 41 ГВт, а выработка электроэнергии — 175 млрд кВт·ч ежегодно (табл. 2), что превышает 15 % ее современного производства всеми электростанциями России и достигает примерно 50 % прогнозируемого прироста спроса на электроэнергию в стране на период до 2030 г. При этом ежегодная экономия первичного топлива может составить около 11 млн т (в пересчете на условное топливо).

Развитие когенерации будет способствовать снижению потребностей во вводах новых генерирующих мощностей на крупных ТЭС, сокращению объемов нового электросетевого строительства, уменьшению потерь в электрических сетях. КГУ имеют преимуще-

Таблица 2

Показатель	Мощность котельной, Гкал/ч			Всего
	< 3	3 – 20	20 – 100	
Суммарная мощность котельных, на базе которых эффективны установки с когенерацией, тыс. Гкал/ч	10	27	35	72
Доля мощности всех котельных, %	21	27	26	25
Потенциал электрической мощности, ГВт	4	23	14	41
Потенциал выработки электроэнергии за счет когенерации, млрд кВт · ч/год	22	94	59	175
Количество агрегатов	20 тыс. микроГТУ	6 тыс. ГПА по 3 – 4 МВт	2 тыс. ГТУ по 6 МВт	
Емкость рынка, млрд руб/год (программа на 10 лет)	24	81	77	182

ства в части сроков сооружения и заблаговременности инвестиций по сравнению с крупными ТЭС. Массовое внедрение КГУ позволит, как отмечалось, улучшить условия прохождения в электроэнергетической системе зимних максимумов электрической нагрузки.

Следует отметить, что низкая достоверность и противоречивость информации о перспективных значениях удельных капиталовложений и эксплуатационных расходов в мини-ТЭЦ, цен на приобретаемое топливо и реализуемую электрическую и тепловую энергию, непостоянство нормативно-правовой базы обуславливают существенную неопределенность оценок экономической эффективности реализации инвестиционных проектов реконструкции котельных в мини-ТЭЦ и высокие риски при принятии соответствующих решений.

С развитием когенерации возрастет потребность в газопоршневых и газотурбинных установках малой и средней мощности. Для реализации программы по применению когенерационных установок в энергетике может быть востребовано (ориентировочно) 20 тыс. микротурбин единичной мощностью до 200 – 300 кВт, порядка 6 тыс. ГПА мощностью 1 – 8 МВт и примерно 2 тыс. ГТУ

мощностью 6 – 16 МВт. В денежном выражении емкость рынка когенерационных установок в стране превышает 1,8 трлн руб., или 180 млрд руб. в год при реализации программы реконструкции газовых котельных и превращения их в мини-ТЭЦ за 10 лет. Реализация программы реконструкции котельных в мини-ТЭЦ, ориентированная на применение отечественного оборудования, может обеспечить получение значительных мультипликативных эффектов в смежных отраслях экономики страны, в частности, открываются новые возможности для развития отечественного энергомашиностроения.

Список литературы

1. **Каталог** энергетического оборудования 2011 г. Т. 1, 2: Каталог газотурбинного оборудования. Альтернативный киловатт. — Рыбинск: Издательский дом “Газотурбинные технологии”, 2011.
2. **СНиП 23-01-99***. Строительная климатология. — М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003.
3. **Строительная** климатология. Справочное пособие к СНиП 23-01-99*. — М.: НИИ строительной физики РААСН, 2006.
4. **Сценарные** условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года / Минэкономразвития России, 2012 (www.economy.gov.ru).

inei1985@mail.ru