

УДК 620.9

**ТРЕБОВАНИЯ К ТОПЛИВНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ
КОГЕНЕРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК**© 2017 г. М.Д. ДИЛЬМАН^{1,2}, С.П. ФИЛИППОВ^{1,2}

¹ Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт энергетических исследований Российской академии наук (ИНЭИ РАН), Москва

² Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования “Национальный исследовательский университет
“Высшая школа экономики” (НИУ ВШЭ), Москва

E-mail: inei1985@mail.ru

Рассмотрен топливный аспект эффективности распределенной когенерации с учетом внедрения высокоэффективных парогазовых технологий централизованного производства электроэнергии и современных водогрейных котельных с высоким КПД. Выводится условие топливной эффективности когенерационных установок. Показано, что в зонах централизованного электроснабжения с повышением эффективности электростанций и районных котельных будет снижаться эффект экономии топлива от распределенной когенерации. Показано, что в системах автономного электроснабжения применение когенерации эффективно для экономии топлива, но с повышением электрического КПД газотурбинных установок и двигателей внутреннего сгорания сравнительная эффективность когенерации будет снижаться. Приводятся зависимости экономии топлива от показателей эффективности энергоустановок в зоне ЭЭС и вне зоны ЭЭС. Делается вывод о том, что с развитием технологий централизованного и автономного производства электроэнергии и тепла потенциал экономии топлива от когенерации на мини-ТЭЦ будет уменьшаться, влияние экономических, инфраструктурных и временных факторов – увеличиваться.

Ключевые слова: распределенная когенерация, когенерационные установки, газотурбинные установки, газопоршневые установки, мини-ТЭЦ, экономия топлива, энергетическая эффективность.

**REQUIREMENTS FOR FUEL EFFICIENCY OF THE PROSPECTIVE
COGENERATION PLANTS BASED ON SMALL GAS TURBINES**M. D. DILMAN^{1,2}, S. P. FILIPPOV^{1,2}

¹ Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS), Moscow, Russia

² National Research University Higher School of Economics (HSE), Moscow, Russia

E-mail: inei1985@mail.ru

The fuel aspect of the efficiency of the distributed cogeneration is considered taking into account the wide adoption of highly efficient combined-cycle technologies for centralized power generation and wide adoption of modern hot water boiler with high efficiency. The criterion of fuel-efficiency cogeneration units is derived. It is shown that improving the efficiency of power plants and district heating plants will decrease the effect of fuel economy

from small CHP located in centralized generation zones. It is shown that cogeneration plants will always be effective from the point of view of fuel economy in decentralized generation zones, but with the increase in efficiency of gas turbines and gas and diesel engines the comparative effectiveness of cogeneration will decrease. The diagrams of dependence of fuel savings on efficiency of power plants in centralized and decentralized generation zones are shown. It is concluded that with the development of technologies of electricity and heat generation, both centralized and decentralized, the potential of fuel savings from cogeneration on small CHP will decrease, whereas the influence of economic, infrastructural and time factors will increase.

Keywords: distributed cogeneration, cogeneration plant, gas turbine, gas engine, small CHP, fuel efficiency, energy efficiency.

В России внедряются когенерационные установки (КГУ) малой и средней мощности, способные быстро решить локальные проблемы энергодефицита, сократить издержки промышленных предприятий, понизить тарифы на электроэнергию и тепло, повысить надежность энергоснабжения. Когенерация за счет выработки электроэнергии на тепловом потреблении обеспечивает коэффициент использования химической энергии топлива (КИТ) на уровне 85–90% и более и является признанной энерго- и ресурсосберегающей технологией. Развитию когенерации способствуют прогнозируемое увеличение цен на электроэнергию и природный газ, необходимость модернизации электроэнергетики и теплового хозяйства вследствие высокой степени износа основных фондов, тенденция к опережающему росту спроса на электроэнергию по отношению к спросу на централизованное тепло.

Развитию когенерации благоприятствует наличие в стране большого числа котельных, многие из которых физически изношены и недостаточно эффективны. Значительная их часть пригодна для преобразования в мини-ТЭЦ на базе КГУ малой мощности – до 25 МВт(э). Результаты оценки эффективности преобразования отопительных котельных мощностью до 116 МВт(т) (100 Гкал/ч) в мини-ТЭЦ на базе КГУ разных типов приводятся в [1]. По оценкам авторов, экономически целесообразные масштабы развития когенерации в России на базе преобразования существующих котельных, включая котельные большой мощности (>116 МВт), оцениваются в 60–70 ГВт электрической мощности. Возможная дополнительная выработка ими электроэнергии составит ~250–350 млрд кВт·ч в год, что сопоставимо с планируемыми приростами производства электроэнергии тепловыми электростанциями в ближайшие 10–15 лет. Потенциал КГУ превышает планируемые до 2035 г. вводы новой электрической мощности. Реализация потенциала КГУ обеспечивает экономию первичного топлива >20 млн т у.т./год, то есть >10% объема расходуемого на ТЭС природного газа. В денежном выражении емкость рынка КГУ в стране превышает 50 млрд долл. Реализация программы реконструкции котельных в мини-ТЭЦ в указанных объемах на базе отечественного оборудования обеспечит получение значительных мультипликативных эффектов в смежных отраслях экономики страны.

В настоящее время на рынке представлены энергоустановки разных типов, пригодные для преобразования в мини-ТЭЦ котельных любой мощности: микротурбины (мГТУ), газопоршневые (ГПУ), газотурбинные (ГТУ) и небольшие парогазовые (ПГУ) и паротурбинные (ПТУ) установки. Эти типы установок существенно различаются КПД и диапазоном единичной мощности. Соответственно, КГУ на их основе будут иметь разное соотношение электрической и тепловой мощностей (N_e/N_T) и, в общем случае, разные значения КИТ (см. табл. 1). При одинаковых внешних условиях эффективность инвестирования в когенерацию тем выше, чем больше выработка электроэнергии на тепловом потреблении, то есть чем выше КПД КГУ по отпуску электрической энергии при высоком значении КИТ. Практика сооружения мини-ТЭЦ и ТЭЦ подтверждает, что конкурентные преимущества для когенерации в градациях единичной мощности имеют ГПУ и ПГУ.

Отечественным энергетическим машиностроением освоено производство ГТУ малой и средней мощности для использования в распределенной генерации в качестве КГУ и газопоршневых агрегатов [2, 3]. Задача состоит в повышении эффективности

Типы когенерационных установок для реконструкции котельных и их показатели

Мощность реконструируемой котельной, МВт	Тип КГУ	Единичная мощность КГУ, МВт	N_e/N_T , кВт(э)/кВт(т)	КПД(э), %
< 3	мГТУ	0,05–1	0,6–0,8	25–35
	ГПУ	0,2–1	0,5–1,0	30–40
3–20	ГПУ	1–5	0,8–1,1	35–45
	ГТУ	1–5	0,4–0,5	23–27
20–100	ГПУ	5–8	0,9–1,3	40–45
	ГТУ	5–10	0,4–0,5	25–30
> 100	ГТУ	16–25	0,6–0,8	35–40
	ПГУ	16–25	1,16–1,26	45–47
	ПТУ	10–25	0,15–0,9	10–30

производимого оборудования, оптимизации показателей его функционирования для климатических условий России и обеспечения конкурентоспособности на отечественном и мировом рынке. Проводятся разработки нового оборудования и КГУ [4, 5]. Реализованных или готовых к реализации решений для малых ПГУ-ТЭЦ на базе отечественных ГТУ в стране пока немного. В их числе дубль-блочные ПГУ-18 и ПГУ-24 с газовыми турбинами производства ОАО “Сатурн – Газовые турбины” ГТА-6РМ и ГТА-8РМ соответственно; ПГУ-44 с газовыми турбинами производства ОАО “Авиадвигатель” ГТЭ-16ПА; ПГУ-52 и ПГУ-60 на базе газовых турбин АО “НПЦ газотурбостроения “Салют” ГТУ-20С и ГТД-50С. В ОАО “ВТИ” разрабатывается ПГУ-20/25Т мощностью 20–25 МВт [5]. Ее особенностью является так называемая “всережимность” – широкий регулировочный диапазон изменения электрической и тепловой мощности, отсутствие взаимного влияния режимов отпуска электрической и тепловой видов энергии при регулировании частоты и мощности в единой или выделенной энергосистеме.

Микротурбины в РФ не производятся, хотя для них существует спрос и рынок, который полностью удовлетворяется за счет импортного оборудования, поэтому целесообразна разработка и производство отечественных высокоэффективных микротурбин.

Одним из преимуществ когенерации считается экономия топлива по сравнению с отдельной выработкой электроэнергии и тепла, являющаяся основным источником окупаемости затрат на сооружение ТЭЦ, в том числе путем реконструкции газовых котельных с образованием мини-ТЭЦ. Закономерен вопрос о сохранении этого преимущества по мере развития энергетических когенерационных и отдельных технологий.

Далее рассматривается топливная эффективность распределенной генерации на базе КГУ (распределенной когенерации) с учетом внедрения высокоэффективных парогазовых технологий централизованного производства электроэнергии и современных водогрейных котельных с высоким КПД. В качестве КГУ рассматриваются ГТУ, ГПУ, газодизельные (дизельные) установки и мГТУ, оснащенные теплоутилизирующими установками – водогрейными котлами-утилизаторами (КУ).

Когенерационные технологии применяются в зонах как централизованного, так и автономного электроснабжения. Топливная эффективность когенерации в этих двух случаях различается. Если в централизованной зоне технологией электрогенерации, альтернативной КГУ, является паротурбинный или парогазовый конденсационный энергоблок, то при автономной генерации – ГТУ или установка на базе двигателей внутреннего

сгорания (ДВС), работающая по прямому циклу. Технологией производства тепла в раздельной схеме во всех случаях считается котельная установка.

Комбинированная выработка электроэнергии и тепла в зонах централизации была условно энергетически эффективной, когда генерацию в электроэнергетической системе (ЭЭС) составляли конденсационные ПТУ с КПД 35–37%, а конкурирующей технологией были паротурбинные ТЭС с КПД 32–35%. В настоящее время ситуация иная. КПД современных конденсационных энергоблоков ПГУ достигает 53–56%, а нового поколения – 60–62% и более [6]. Разрабатываются ПГУ с КПД до 65–66% [7]. КПД современных газовых котлов обычно превышает 95%, что особенно актуально для когенерационных установок малой мощности на базе ГТУ. Предлагаемые в настоящее время отечественные газотурбинные КГУ в своем большинстве имеют низкий КПД по отпуску электроэнергии (25–30% при использовании ГТУ электрической мощностью 2–12 МВт и до 35–40% – для ГТУ 16–25 МВт) и КИТ ~75–80% при комплектации ГТУ КУ с низкой эффективностью. При таких условиях когенерация может не только не давать экономии топлива, но приводить к его перерасходу. Ниже приведены результаты исследования, которые позволяют определить требования к топливной эффективности перспективных КГУ.

Для зоны централизованного электроснабжения условие эффективности когенерации по критерию экономии топлива ($\Delta B > 0$) и соответствующих ему требований к КПД КУ (η_u) при одинаковых объемах производства электрической (E) и тепловой (Q) видов энергии в сравниваемых вариантах комбинированной и раздельной выработки может быть записано в следующем виде:

$$\eta_u > \eta_b(\sigma \cdot \eta_{pp} - \eta_e) / [\sigma \cdot \eta_{pp}(1 - \eta_e / \eta_{em})] \Rightarrow \Delta B > 0, \quad (1)$$

где η_b – эффективность использования топлива в котельных; η_{pp} – КПД выработки электроэнергии на КЭС; η_e – КПД КГУ по отпуску электроэнергии; σ – КПД передачи электроэнергии по электрическим сетям от крупной ТЭС в район размещения КГУ; η_{em} – электромеханический КПД ГТУ.

Условие эффективности когенерации (1) выводится из базовых соотношений (2) – (5), связывающих экономию топлива при когенерации с энергетическими характеристиками КГУ – электрическим КПД (η_e), КПД КУ (η_u) и КИТ (η_{cog}):

$$\Delta B = B_{pp} + B_b - B_{cog} > 0; \quad (2)$$

$$E = \eta_e B_{cog} = \sigma \eta_{pp} B_{pp}; \quad (3)$$

$$Q = \eta_q B_{cog} = \eta_b B_b; \quad (4)$$

$$\eta_{cog} = \eta_e + \eta_q = \eta_e + (1 - \eta_e / \eta_{em}) \eta_u, \quad (5)$$

где B_{pp} – расход топлива на электростанции при раздельной выработке электроэнергии; B_b – расход топлива в котельной на выработку тепла; B_{cog} – расход топлива в КГУ; η_q – КПД КГУ по выработке тепловой энергии.

Из (2) – (5) следует, что при фиксированных значениях η_b , η_{pp} и η_e экономия топлива линейно зависит от эффективности утилизации тепла η_u .

КПД КУ (η_u) представляет собой отношение полезного отпуска тепла КГУ к расходу тепловой энергии продуктов сгорания после силовой установки (газовой турбины, ДВС, микротурбины) и в простейшем случае, когда утилизируются только уходящие газы, равен

$$\eta_u = (t_g - t_u) / (t_g - t_{env}), \quad (6)$$

где t_g – температура выхлопных газов на входе в КУ; t_u – температура газов на выходе из КУ; t_{env} – температура окружающей среды.

Для ДВС, когда утилизируется теплота не только выхлопных газов, но и (опционально) антифриза, моторного масла, сжатого воздуха после турбонадува, совокупность

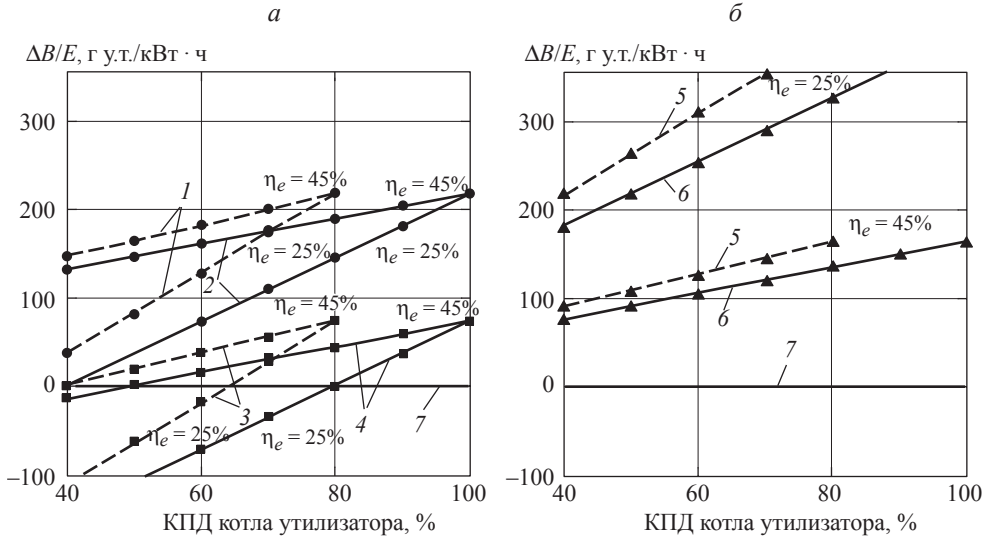


Рис. 1. Зависимость экономии топлива от показателей эффективности энергоустановок: *a* – в зоне ЭЭС; *б* – вне зоны ЭЭС; 1 – $\eta_{pp} = 35\%$; $\eta_b = 80\%$; 2 – $\eta_{pp} = 35\%$; $\eta_b \rightarrow 100\%$; 3 – $\eta_{pp} = 65\%$; $\eta_b = 80\%$; 4 – $\eta_{pp} = 65\%$; $\eta_b \rightarrow 100\%$; 5 – автономное электроснабжение, КПД(э) установок при отдельной и когенерационной выработке одинаковы, $\eta_b = 80\%$; 6 – то же, $\eta_b \rightarrow 100\%$; 7 – граница топливной эффективности когенерации ($\Delta B = 0$)

теплообменников, утилизирующих избыточное тепло жидкостей и газов, представляется как условный “котел-утилизатор”, КПД которого определяется как:

$$\eta_u = \frac{\sum_{i=1}^I [G_i c_i (t_{gi} - t_{ui})]}{\sum_{i=1}^I [G_i c_i (t_{gi} - t_{env})]}. \quad (7)$$

Здесь i – порядковый номер среды (жидкости, газа); t_{gi} и t_{ui} – температуры i -й среды на входе в соответствующий теплообменник и на выходе из него; G_i – расход i -й среды; c_i – теплоемкость i -й среды; I – число сред, тепло которых утилизируется в КГУ.

Учитывая, что совокупность всех потоков сбросного тепла представляет собой разность между теплом сжигаемого топлива и полезной работой и то, что основная часть тепла утилизируется от выхлопных газов двигателя, формула для КПД теплоутилизующего модуля (условного “котла-утилизатора”) ДВС может быть приведена к виду формулы (6):

$$\eta_u^{ДВС} = (t'_g - t'_u) / (t'_g - t_{env}),$$

где t'_g и t'_u – условные (приведенные) температуры газа на входе и выходе теплоутилизующего модуля, обеспечивающие равенство КПД $\eta_u^{ДВС}$ значению (7).

Требования к эффективности КУ для КГУ в зависимости от КПД установок отдельного производства электроэнергии и тепла и от электрического КПД КГУ приведены на рис. 1. Здесь критерием служит удельная величина экономии топлива ($\Delta B/E$), равная отношению экономии топлива от когенерации по сравнению с отдельной схемой к выработанной в КГУ электроэнергии. Зависимости на рис. 1 показывают практически значимый диапазон изменения данных показателей: КПД электростанции – $38 \div 65\%$, КПД котельной – $80 \div 100\%$, электрический КПД КГУ – $25 \div 45\%$, в исследованиях $\sigma = 0,93$.

Из (1) следует, что для обеспечения конкуренции когенерации по критерию экономии топлива с отдельной генерацией электрической и тепловой видов энергии предельной эффективности ($\eta_{pp} = 65\%$ и $\eta_b \rightarrow 100\%$) КПД КУ КГУ должен быть выше 80% при

использовании низкоэффективных ГТУ ($\eta_e = 25\%$) и не менее 50% при использовании высокоэффективных ГТУ ($\eta_e = 45\%$). Снижение эффективности установок раздельной генерации (η_{pp} и η_b) смягчает требования к величине КПД КУ.

Из рис. 1 а видно, что при $\eta_b \approx 100\%$ для ГТУ с КПД 25% необходим КУ со среднегодовым КПД $>80\%$, чтобы когенерация давала эффект экономии топлива. При $\eta_b = 80\%$ и прочих равных условиях было бы достаточно КУ с КПД = $65 \div 70\%$.

Для эффективной когенерации требуется повышение КПД КУ, при этом следует учитывать, что индивидуальное проектирование КУ удорожает установку. КГУ в комплектации, не дающей экономии топлива, не должны рассматриваться как пригодные для когенерации.

В зонах децентрализованного электроснабжения с повышением энергетической эффективности ГТУ и установок на базе ДВС будет повышаться эффективность выработки электроэнергии в простом цикле. Тем не менее в системах энергоснабжения, где источником электроэнергии является автономная дизельная, газопоршневая или газотурбинная электростанция, а источником тепла – котельная, внедрение аналогичных КГУ (в предположении равенства КПД(э) установок при раздельной и когенерационной выработке) всегда будет сопровождаться экономией топлива (рис. 1 б). Это определяется утилизацией сбросного тепла силовой установки при прочих равных условиях. Аналитически это следует из соотношений, аналогичных (2)–(5), записанных для случая автономного электроснабжения, то есть в которых B_{cog} и расход топлива автономной электрогенерирующей установки, используемый вместо величины B_{pp} , определяются одним и тем же значением КПД энергоустановки η_e .

Следует отметить важность сопоставимости условий, при которых определяется топливная эффективность когенерации по сравнению с раздельной выработкой электроэнергии и тепла. Рассмотрение более глубокой утилизации тепла в КГУ, чем в котлах районной котельной, означает сравнение раздельной схемы не с когенерационной схемой, а с комплексом мероприятий, включающих когенерацию и дополнительные технологические решения по повышению эффективности утилизации тепла. Другими словами, если КПД котла районной котельной 95%, то и утилизация тепла газов после ГТУ или ГПУ должна производиться по аналогичной по эффективности технологии, только в этом случае сравниваемые варианты производства электрической и тепловой видов энергии можно считать методически сопоставимыми, а определяемый при этом топливный эффект будет топливным эффектом именно когенерации. В связи с этим на рис. 1 а, б, линии зависимости экономии топлива от показателей эффективности энергоустановок ограничены значениями, соответствующими условиям равной эффективности утилизационных установок КГУ и котлов районной котельной.

Невысокий КПД по отпуску электроэнергии КГУ может быть в определенной степени компенсирован эффективной утилизацией тепла сбросных газов. Однако возможности утилизации тепла уходящих газов в КГУ ограничены, особенно для малых ГТУ. Согласно расчетам авторов, выполненных для климатических условий Москвы для КГУ на базе ГТУ мощностью 6 МВт(э), со степенью сжатия 8,7 и КПД(э) = 26% (мощность и КПД указаны для условий ISO), снижение температуры уходящих газов в КУ $< 95^\circ\text{C}$ экономически нецелесообразно. При этом КИТ составит 87%. Дальнейшее повышение КИТ за счет увеличения поверхности теплообмена КУ потребует увеличения затрат, не окупающихся выручкой от реализации дополнительно получаемого тепла.

Повышение эффективности использования топлива за счет наращивания поверхности теплообмена в КУ означает снижение соотношения электрической и тепловой мощности КГУ, что при регулировании по тепловому графику равнозначно снижению выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Определение оптимального значения КИТ при фиксированном КПД(э) требует постановки задачи с учетом доли тепловой нагрузки мини-ТЭЦ, покрываемой КГУ (коэффициента теплофикации применительно к паротурбинным ТЭЦ) и надежности покрытия электрических нагрузок и инфраструктурных ограничений.

Обычно удельные капиталовложения в КГУ, отнесенные к отпускаемой тепловой мощности, в 6–10 раз выше, чем в пиковые водогрейные котлы аналогичной мощности. Поэтому выбор наиболее эффективного варианта энергоснабжения потребителя при рассмотрении в качестве вариантов мини-ТЭЦ, должен производиться с оптимизацией доли тепловой нагрузки, покрываемой КГУ, α (аналог коэффициента теплофикации для паротурбинных ТЭЦ). Чем выше α , тем выше капиталовложения и эксплуатационные расходы в мини-ТЭЦ, но при этом выше и выручка от реализации вырабатываемой КГУ электроэнергии. Из баланса этих величин определяется оптимальная величина α .

Следует учитывать, что результаты технико-экономической оптимизации параметров КГУ, в частности, КИТ и КПД(э) связаны с тем, с каких позиций производится оптимизация. При этом результаты, полученные с точки зрения собственника котельной, могут отличаться от результатов оценки макроэкономической эффективности.

Задача повышения эффективности использования топлива должна ставиться также в случае отдельной выработки электроэнергии и тепла. Повышение глубины утилизации тепла уходящих газов для котлов районной котельной, работающих при значительно меньших объемах уходящих газов, будет более экономичным мероприятием, чем, например, для ГТУ, за счет существенно меньших затрат на поверхности теплообмена. То есть наиболее экономичным способом генерации дополнительного тепла является повышение топливной эффективности котельных установок. Этим определяется важность повышения электрического КПД когенерационных установок как фактора повышения всей топливной эффективности энергогенерации.

На рис. 1 а показано, что в зоне централизованного электроснабжения с повышением эффективности КЭС и районных котельных будет снижаться относительный эффект экономии топлива от когенерации – основного источника окупаемости затрат в КГУ. Расчеты показывают, что если в сравнении с конденсационным энергоблоком, работающим с КПД 36%, и котельной с КПД 80% ГТУ с КУ могут экономически эффективно обеспечивать удельную (отнесенную к объему выработки электроэнергии) экономию топлива при производстве тепла и электроэнергии на тепловом потреблении ~170–200 г у.т./кВт·ч, то в сравнении с перспективными энергоустановками предельной эффективности (ПГУ с КПД ~65% и котельной с КПД ~95%) КГУ с КПД от 25 до 45% с утилизацией тепла обеспечивают экономию только 20–45 г у.т./кВт·ч. При КПД крупных газовых ТЭС >55% (реалистичный уровень эффективности) и КПД котельных, близких к 100%, для обеспечения топливной эффективности не менее 50 г у.т./кВт·ч электрический КПД КГУ должен быть не ниже 35% и КПД КУ – не ниже 75%.

Для обеспечения методической сопоставимости сравниваемых вариантов по энергетическому эффекту в качестве предельного случая, определяющего максимальный топливный эффект, принято условие обеспечения КУ КГУ (который в общем случае может быть оснащен системой дожига топлива при снижении температуры воздуха, используемой при недостатке тепловой мощности) и централизованной котельной одинаковой эффективности, то есть при $\eta_u \rightarrow \eta_b$. Из (2) – (5) имеем, что предельная экономия топлива, которую может обеспечить переход к когенерационной схеме, отнесенная к выработке электроэнергии в когенерационном режиме $(\Delta B_{\max}/E)_{\text{эс}}$, г у.т./кВт·ч, зависит от КПД КЭС и не зависит ни от абсолютного электрического КПД КГУ, ни от КПД котельной, ни от КПД КУ КГУ. Она определяется как:

$$(\Delta B_{\max}/E)_{\text{эс}} = 122,8 [1/(\sigma\eta_{pp}) - 1/\eta_{em}] \approx 122,8[1/(\sigma\eta_{pp}) - 1].$$

Зависимости удельной экономии топлива за счет когенерации $\Delta B/E$ от показателей эффективности отдельной выработки приведены на рис. 2 а, где определенная по приведенной формуле зависимость предельной величины $\Delta B/E - \Delta B_{\max}/E$ показана кривой 1.

В зонах децентрализованного энергоснабжения топливная эффективность когенерации при автономном электроснабжении потребителя при повышении технического совершенства и энергетической эффективности установок также снижается, но

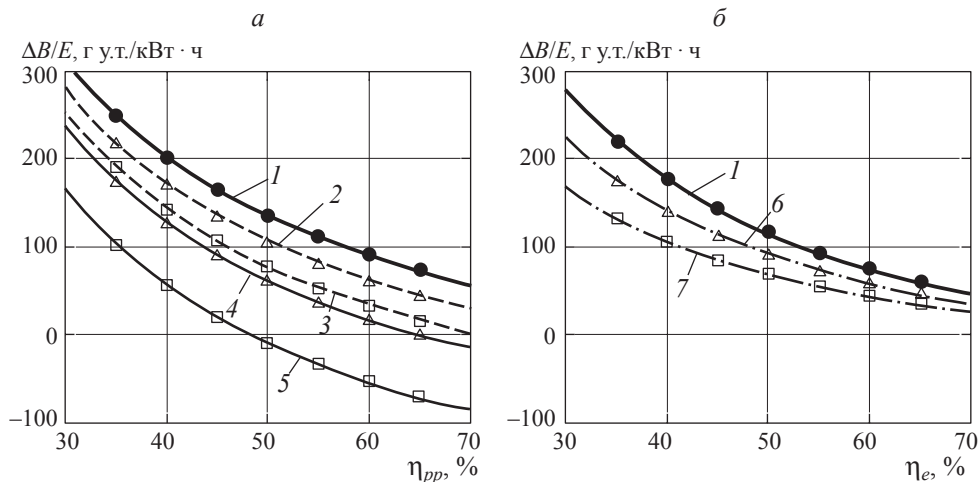


Рис. 2. Экономия топлива при использовании когенерации в зависимости от КПД электростанции в раздельной схеме при $\eta_b \rightarrow 100\%$ и различных показателях эффективности КГУ (η_e и η_u): *a* – в зоне ЭЭС; *б* – вне зоны ЭЭС; 1 – предельные значения при $\eta_u = \eta_b \rightarrow 100\%$; 2 – зона ЭЭС, $\eta_e = 45\%$, $\eta_u = 80\%$; 3 – зона ЭЭС, $\eta_e = 45\%$, $\eta_u = 60\%$; 4 – зона ЭЭС, $\eta_e = 25\%$, $\eta_u = 80\%$; 5 – зона ЭЭС, $\eta_e = 25\%$, $\eta_u = 60\%$; 6 – вне зоны ЭЭС, $\eta_u = 80\%$; 7 – вне зоны ЭЭС, $\eta_u = 60\%$

остается положительной и при $\eta_u \rightarrow \eta_b$ стремится к значению $(\Delta B_{\max}/E)_{\text{авт}}$, определяемому по формуле:

$$(\Delta B_{\max}/E)_{\text{авт}} = 122,8 (1/\eta_e - 1/\eta_{em}) \approx 122,8(1/\eta_e - 1).$$

Как видно из рис. 2, для зоны ЭЭС и для автономного энергоснабжения чем выше электрический КПД КГУ, тем полнее используется потенциал когенерации по экономии топлива.

В зонах децентрализованного (автономного) электроснабжения во всех случаях, где имеются возможности для комбинированной выработки электрической и тепловой видов энергии, необходимо использование КГУ. Значительная часть территории России не имеет ни связей с объединенными энергосистемами (ОЭС), ни с изолированными энергоузлами. В России, особенно в северных и дальневосточных регионах, электроснабжение населенных пунктов часто осуществляется от дизельных электростанций, а теплоснабжение – от дизельных или газовых котельных. В этих регионах доля топливной составляющей в стоимости производства электроэнергии очень велика (60% себестоимости и выше) из-за дорогостоящего привозного топлива. По мере выработки дизельными котлами своего ресурса целесообразна их замена на КГУ на базе дизель-генераторов, в газифицированных районах целесообразно сооружение газопоршневых или газотурбинных мини-ТЭЦ.

Для экономии топлива потребуется установка баков-аккумуляторов горячей воды.

Несмотря на топливную эффективность когенерации в зонах децентрализованного электроснабжения, экономически эффективная мощность КГУ ограничена необходимостью “вписывания” графика работы КГУ, регулируемой по тепловому графику, в суточные и сезонные режимы электропотребления присоединенного потребителя. Суточные и сезонные графики электрической и тепловой нагрузок зависят от большого числа факторов: географических и климатических параметров местности, численности присоединенных потребителей, плотности и типа застройки (для коммунально-бытовых потребителей), параметров производства (для промышленных потребителей), социально-экономических факторов. При этом эффективные решения могут значительно различаться. Разброс значений α , эффективных в разных случаях, по оценкам авторов, составляет

10–67%. Для повышения эффективности когенерации в зонах децентрализованного электроснабжения целесообразно применение накопителей электроэнергии (аккумуляторных батарей), определение их типа, емкости и пиковой мощности также является задачей экономического обоснования.

Экономия топлива не единственный фактор, определяющий целесообразность когенерации и в зоне ЭЭС. Экономическая целесообразность когенерации, наряду с экономией топлива, зависит от следующих параметров:

- удельные капиталовложения и эксплуатационные затраты в установки и инфраструктуру (электрические и тепловые сети, газо- и водоснабжение);
- стоимость топлива, земли и заемного капитала;
- сроки проектирования и сооружения;
- затраты на обеспечение нормативных требований по надежности энергоснабжения потребителей и качеству поставляемой электрической и тепловой видов энергии;
- воздействие на окружающую среду и затраты на природоохранные мероприятия.

Большинство из указанных показателей изменяется во времени, что делает задачу динамической.

Развитие когенерации уменьшит вводы новых генерирующих мощностей на крупных ТЭС, сократит объемы электросетевого строительства, понизит потери в электрических сетях. КГУ имеют преимущества в сроках сооружения и заблаговременности инвестиций по сравнению с крупными ТЭС. Массовое внедрение КГУ будет способствовать улучшению условий прохождения в электроэнергетической системе зимних максимумов электрической нагрузки.

Как видно из рис. 2 а, несмотря на то, что комбинированная выработка электроэнергии всегда будет давать возможность для экономии топлива, с повышением КПД производства электроэнергии в ЭЭС потенциал этой экономии топлива будет уменьшаться. С повышением технологического уровня “большой” электрогенерации и централизованных котельных при обосновании проектов распределенной когенерации будет повышаться влияние факторов, обусловленных приближенностью генерации к потребителю – надежности, снижения сетевой составляющей в затратах на электроэнергию, снижения потерь в электрических сетях.

ВЫВОДЫ

1. В зонах централизованного энергообеспечения с повышением КПД производства электроэнергии в ЭЭС и тепла в централизованных котельных потенциал экономии топлива от когенерации будет уменьшаться, а влияние экономических, инфраструктурных и временных факторов – увеличиваться.

2. В зонах автономного электроснабжения в случаях, где имеются возможности для комбинированной выработки электрической и тепловой видов энергии, необходимо использовать когенерационные установки. Доля тепловой и электрической нагрузки, покрываемой КГУ, определяется местными условиями и может значительно различаться.

3. Повышение эффективности использования топлива в процессах производства электроэнергии и тепла должно быть связано с повышением электрического КПД когенерационных установок в сочетании с повышением топливной эффективности котельных установок и котлов-утилизаторов. При КПД крупных газовых ТЭС более 55% и КПД котельных близких к 100% электрический КПД КГУ должен быть не ниже 35% и КПД котла-утилизатора – не ниже 75%.

4. Для достижения предельной эффективности и конкурентоспособности отечественной энергетики необходим поиск ниш для экономической эффективной распределенной когенерации на базе ГТУ, ГПУ и микротурбин с учетом изменяющегося соотношения эффективности производства электроэнергии на крупных ТЭС и мини-ТЭС. Массовое внедрение КГУ может способствовать развитию отечественного энергетического

газотурбостроения и двигателестроения, что в перспективе позволит увеличить конкуренцию между “большой” и “малой” энергетикой и сократить суммарные расходы топлива на выработку электрической и тепловой видов энергии до минимума.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Филиппов С.П., Дильман М.Д.* Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных // Промышленная энергетика. 2014. № 4. С. 7–11.
2. Каталог энергетического оборудования 2016 г. Каталог газотурбинного оборудования. Рыбинск: Изд. дом “Газотурбинные технологии”, 2016. 552 с.
3. Каталог энергетического оборудования 2011 г. Т. 2. Альтернативный киловатт. Рыбинск: Изд. дом “Газотурбинные технологии”, 2011. 308 с.
4. *Хайруллин М., Полянин А.* Газотурбинная установка ГТУ-16П: путь к совершенству бесконечен // Пермские газовые турбины. 2013. № 23. С. 46–49.
5. *Тумановский А.Г., Березинец П.А., Терёшина Г.Е., Алтухов М.Ю., Маркина В.Н., Крылова И.Н., Крючкова Т.И., Лобач И.А.* Всережимная парогазовая установка мощностью 20–25 МВт для электроснабжения промышленных и коммунальных предприятий // Энергетик. 2013. № 8. С. 19–21.
6. Turbine Technologies Directory Gas Turbine Basic Data. Quick Reference Tables // Modern Power Systems. July 2016. V. 35. No 7. P. 24–39.
7. *Tanaka Y., Nose M., Nakao M., Saitoh K., Ito E., Trukagoshi K.* Development of Low NOx Combustion System with EGR for 1700 °C-class Gas Turbine // Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Technical Rev. 2013. V. 50. № 1.

Поступила в редакцию
16.III.2017