

ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Н.И. Овчинникова*, Ю.Е. Николаев**

* Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
Россия, Саратов, nad9wka@mail.ru

** Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.,
Россия, Саратов, niko00949@mail.ru

Аннотация. Выполнено исследование эффективности энергоснабжения городских потребителей на базе: котельной и энергосистемы, малых ТЭЦ с ГТУ и ГПД. Экономически обоснована область эффективного применения малых ТЭЦ при тепловых нагрузках более 20 МВт. При меньших нагрузках целесообразно энергоснабжение на базе котельных и энергосистемы.

Ключевые слова: мини ТЭЦ, энергоснабжение, газотурбинная установка, газопоршневая установка, экономическая эффективность.

DESCRIPTION OF RATIONAL THERMAL POWER OF SOURCES OF HEAT SUPPLY

N.I. Ovchinnikova*, Yu.E. Nikolaev**

* Yuri Gagarin state technical university of Saratov,
Saratov, Russia, nad9wka@mail.ru

** Yuri Gagarin state technical university of Saratov,
Saratov, Russia, niko00949@mail.ru

Abstract. Described study of the effectiveness of supplies to urban consumers of heat and electricity : using boilers and electrical systems , small power plants and gas turbine plants with gas piston . The use of small-scale CHP is advantageous if the heat output of more than 20 MW. At lower loads, it is desirable to use the heat from the boiler and electric power from the electrical system.

Keywords: mini-CHP, energy supply, gas-turbine installation, installation with gas piston, cost efficiency.

Развитие национального хозяйства и жилищно-коммунального сектора РФ требует увеличения производства электрической и тепловой энергии. Обеспечение небольших электрических и тепловых нагрузок, особенно в малых городах с населением до 100 тыс. чел., возможно на основе строительства новых или преобразования существующих котельных в малые ТЭЦ (МТ) на базе газопоршневых (ГПУ) и газотурбинных установок (ГТУ) [1].

При сооружении новых малых ТЭЦ, обеспечивающих перспективную нагрузку и нагрузку выводимых из эксплуатации изношенных котельных, важными являются вопросы их размещения, подключения к тепловым и электрическим сетям, газопроводам. Величина присоединенной к ним тепловой нагрузки должна быть экономически обоснована. С учетом отмеченного, рассмотрим технико-экономическое определение оптимальной тепловой нагрузки, подключаемой к новым источникам теплоснабжения.

В качестве критерия эффективности предложено использовать удельные дисконтированные затраты в систему энергоснабжения города, которые представляют отношение абсолютных затрат к величине расчетной тепловой нагрузке, руб./кВт

$$z_0 = \frac{Z_0}{Q_m} \quad (1)$$

Дисконтированные затраты в систему энергоснабжения, руб.

$$Z_0 = \sum_{t=1}^T (c_m B_{um} + p_{um} K_{um} + p_{mc} K_{mc} + c_{\varepsilon} \bar{\varepsilon}_n Q_m^2 / \eta_{mc} + c_{\varepsilon} \Delta \varepsilon + K_{um} + K_{mc}) (1 + E)^{-t} \quad (2)$$

где c_m – тариф на топливо, руб/кг у.т.; B_{um} – годовой расход топлива источником, кг у.т./год; p_{um}, p_{mc} – коэффициенты, учитывающие отчисления от капиталовложений на амортизацию, ремонт и обслуживание источника и тепловых сетей, 1/год; K_{um}, K_{mc} – стоимость источника и тепловых сетей, руб; $c_{\text{э}}$ – удельные затраты на производство, транспорт и преобразование электрической энергии; $\bar{\varepsilon}_n$ – удельный расход электроэнергии на перекачку сетевой воды, кВт ч/ГДж; η_{mc} – КПД тепловой сети; $\Delta \varepsilon$ – изменение годового количества электроэнергии в зависимости от тепловой нагрузки, кВт ч/год.

Составляющие (2) определены по следующим выражениям [2]:

- при использовании в качестве источника котельной

$$B_{\text{кот}} = \frac{Q_m^{\text{э}}}{Q_n^p \cdot \eta_{\kappa} \cdot \eta_{mc}}, \quad (3)$$

- при использовании в качестве источника малой ТЭЦ

$$B_{\text{МТ}} = \frac{\varepsilon^{\text{э}}}{Q_n^p \cdot \eta_{\text{э}}} + \frac{(1 - \alpha_m) \cdot Q_m^{\text{э}}}{Q_n^p \cdot \eta_{\text{нк}} \cdot \eta_{mc}}, \quad (4)$$

где $Q_m^{\text{э}}$ – годовое потребление тепловой энергии, ГДж/год; η_{κ} – КПД котельной; $\varepsilon^{\text{э}} = y \alpha_m Q_m^{\text{э}} / \eta_{\text{сн}} \eta_{mc}$ – годовой отпуск электрической энергии с шин МТ, кВт ч/год; y – отношение выработки электроэнергии к отпуску теплоты от двигателя; α_m – годовой коэффициент теплофикации; $\eta_{\text{сн}}$ – коэффициент, учитывающий расход электрической энергии на собственные нужды; $\eta_{\text{э}}$ – электрический КПД ГПУ или ГТУ; Q_n^p – теплота сгорания условного топлива, кДж/кг у.т.; $\eta_{\text{нк}}$ – КПД пикового котла.

Капиталовложения в источники и тепловые сети определены по выражениям

$$K_{\text{кот}} = k_{\text{кот}} Q_m / \eta_{mc}, \quad (5)$$

$$K_{\text{МТ}} = k_{\text{МТ}} \alpha_m^p y Q_m / \eta_{mc}, \quad (6)$$

$$K_{\text{ТС}} = k_{mc} Q_m / \eta_{\text{ТС}}, \quad (7)$$

где $k_{\text{кот}}, k_{\text{МТ}}$ – удельные стоимости котельной и МТ, руб./кВт(т), руб./кВт(э); k_{mc} – удельная стоимость тепловых сетей, руб./кВт(т); α_m^p – расчетное значение коэффициента теплофикации.

Поставляя выражения (2-7) в (1) с учетом преобразований, получим

-при использовании в качестве источника котельной

$$z_{\text{э}} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{\eta_{\text{ТС}}} \left[\frac{c_m \tau_u^{\text{э}}}{Q_n^p \eta_{\kappa}} + p_{um} k_{um} + p_{mc} k_{mc} + c_{\text{э}} \bar{\varepsilon}_n \tau_u^{\text{э}} + c_{\text{э}} \varepsilon / Q_m \right] (1 + E)^{-t}, \quad (8)$$

- при использовании в качестве источника МТ

$$z_{\text{э}} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{\eta_{mc}} \left[\frac{c_m \tau_u^{\text{э}}}{Q_n^p \eta_{mc}} \left(\frac{y \alpha_m}{\eta_{\text{э}}} + \frac{1 - \alpha_m}{\eta_{\text{нк}}} \right) + p_{um} k_{um} + p_{mc} k_{mc} + c_{\text{э}} \bar{\varepsilon}_n \tau_u^{\text{э}} - c_{\text{э}} y \alpha_m \tau_u^{\text{э}} (1 - Q_{m,\text{б}} / Q_{m,x}) \right] (1 + E)^{-t}, \quad (9)$$

где $\tau_u^{\text{э}}$ – число часов использования присоединенной тепловой нагрузки, ч/год; $Q_{m,\text{б}}, Q_{m,x}$ – тепловые нагрузки в базовом и искомом вариантах, кВт.

За базовый принимается вариант с минимальной тепловой нагрузкой.

Значения k_{um} определены на основе анализа стоимости отечественных и зарубежных МТ и котельных, приведенных в [3,4]. Для расчета удельной стоимости сетей использованы данные теплоэлектропроекта с пересчетом на современный уровень цен. Зависимости изменения k_{um} и k_{mc} от тепловой нагрузки показаны на рис. 1,2,3.

Результаты расчета удельных затрат с различным типом источника приведены на рис. 4. При этом приняты следующие исходные данные: система энергоснабжения города, расположенного в Центральном федеральном округе населением 80 тыс. чел. Расчетная коммунально-бытовая тепловая нагрузка изменялась от 5 до 100 МВт. Система теплоснабжения – закрытая, температурный график 110/70 °С. В качестве двигателей рассмотрены ГТУ и ГПУ, работающие по тепловому графику нагрузки с расчетным коэффициентом теплофикации 0,5.

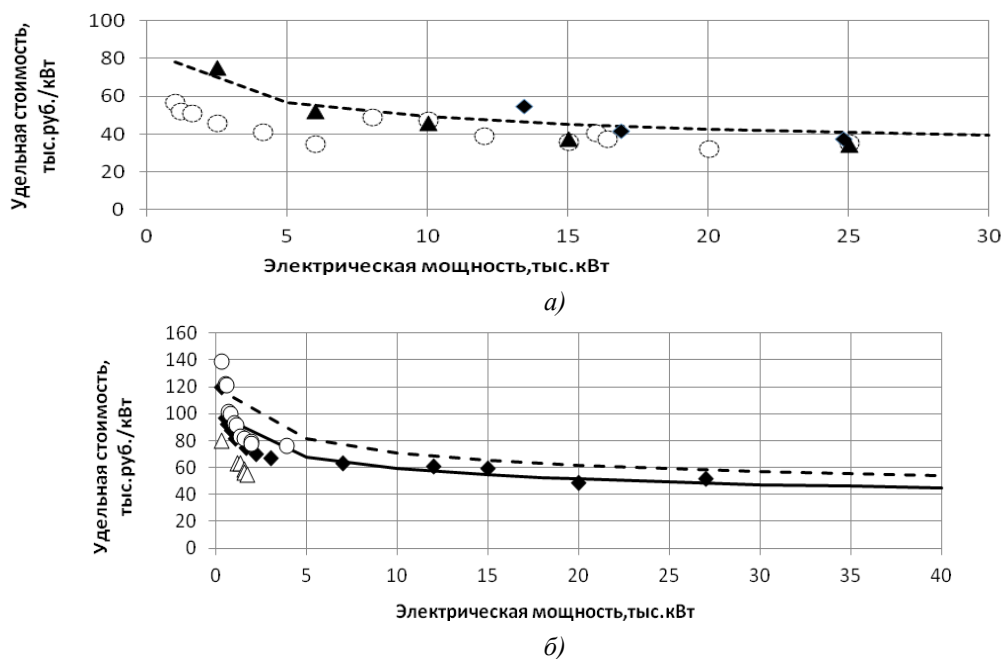


Рис.1. Изменение удельной стоимости малых ТЭЦ в зависимости от электрической мощности а) с ГТУ, б) с ГПД

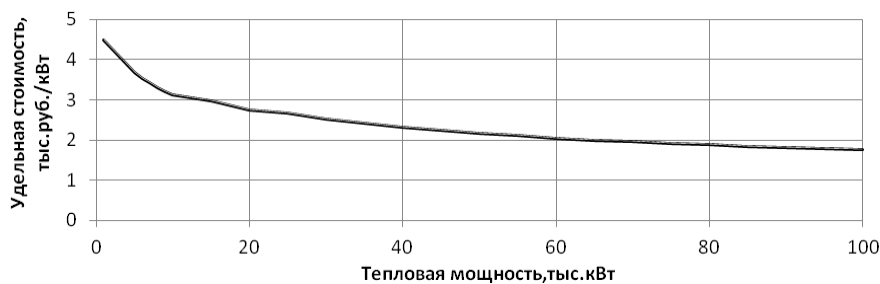


Рис.2. Изменение удельной стоимости котельной от тепловой мощности

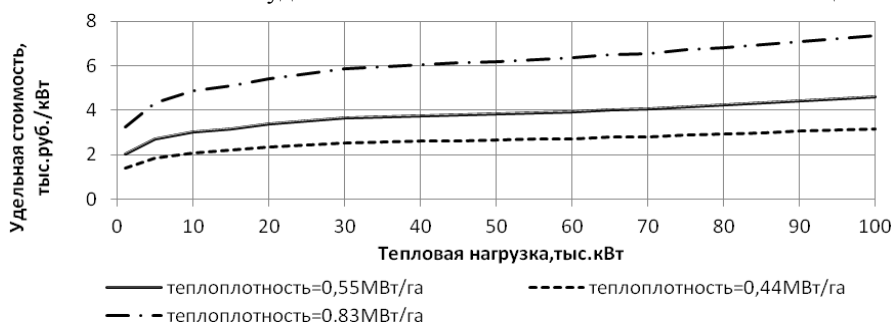
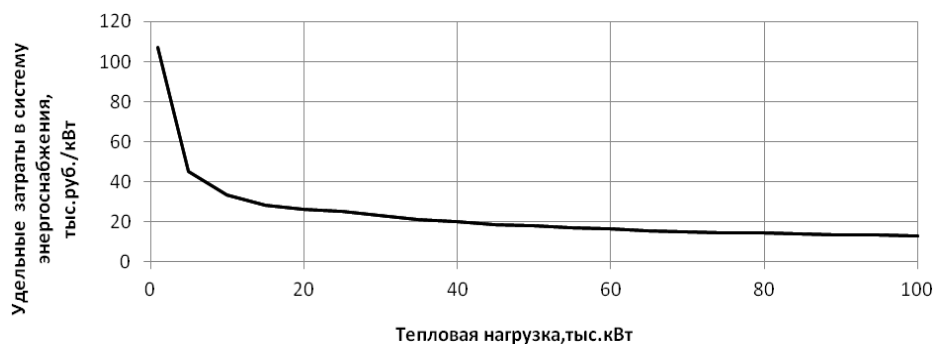
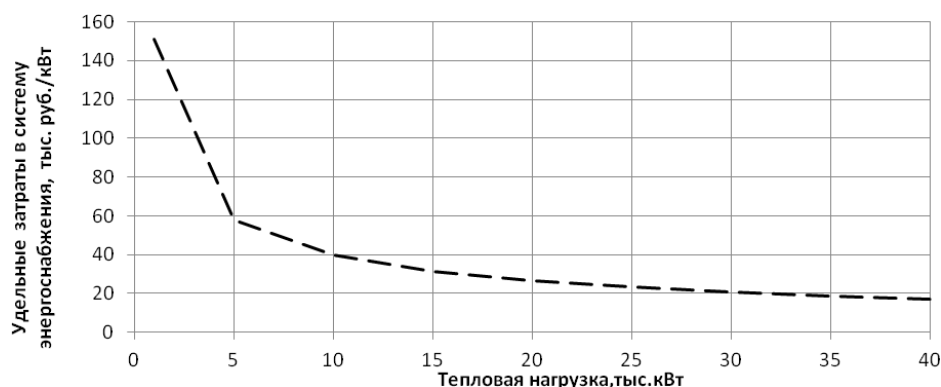


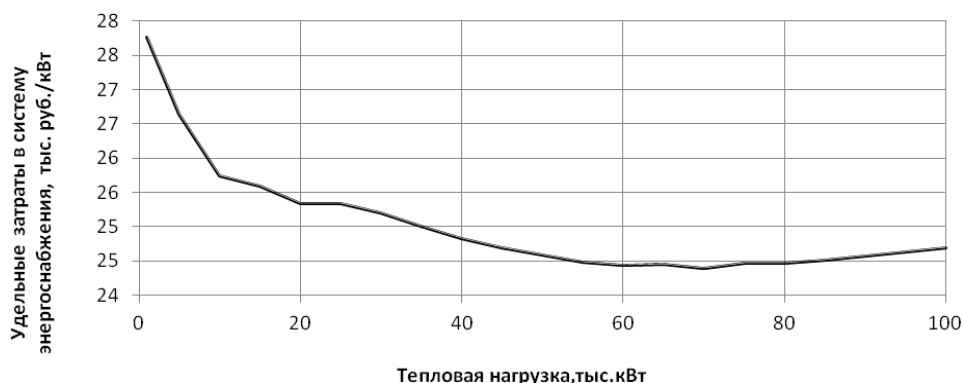
Рис.3. Изменение удельной стоимости тепловых сетей от тепловой нагрузки



а)



б)



в)

Рис. 4. Изменение удельных затрат в систему энергоснабжения в зависимости от тепловой нагрузки, а) МТ-ГТУ, б) МТ-ГПД, в) котельная+ энергосистема

Значения η принимались для ГТУ – 0,6, для ГПУ – 1, электрические КПД соответственно равными 0,32 и 0,4. КПД котельной – 0,92, тепловых сетей 0,95. Коэффициенты отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание $p_{um} = 0,15-0,2$ 1/год, $p_{mc} = 0,05$ 1/год, $\bar{\varepsilon}_n = 6,5$ кВт ч/ГДж, $E=0,1$, срок эксплуатации системы – 25 лет, строительство системы энергоснабжения принято в течение 2 лет. Стоимостные характеристики для топлива и электроэнергии определены на уровне 2014г. и приняты равными $c_m=4,5$ руб./кг у.т., $c_e=3,5$ руб./кВт ч. Для обеспечения условий сопоставимости сравниваемые варианты приведены к одинаковому отпуску электроэнергии путем продажи (приобретения) ее в энергосистеме.

Анализируя полученные результаты следует отметить, что для МТ с ГТУ оптимальная присоединенная тепловая нагрузка находится в диапазоне 60-100 МВт, для МТ с ГПУ 30-40 МВт, для котельной 60-70 МВт. При этом для МТ с ГТУ и ГПУ минимум критерия эффективности составляет 15-20 тыс. руб./кВт. Для системы энергоснабжения (котельная + энергосистема) минимум критерия находится при нагрузке 60-70 МВт, при этом $z_{\partial}=24,8-25$ тыс. руб./кВт. Таким образом, применение комбинированной системы энергоснабжения на базе МТ обеспечивает снижение удельных затрат на 20-28% по сравнению с отдельной (котельная + энергосистема). Вместе с тем, при отклонении тепловой нагрузки от указанных значений (в меньшую сторону), эффективность отдельной системы оказывается выше, чем комбинированной. Это объясняется различным характером изменения стоимостных характеристик оборудования источника и сетей.

Библиографический список

1. Развитие теплофикации в системах теплоснабжения малых городов/Ю.Е.Николаев, А.Б. Дубинин, И.А. Вдовенко, и др.// Промышленная энергетика. 2013.№7. С. 2-4.
2. Николаев Ю.Е., Сизов С.В. Эффективность применения малых ТЭЦ с газовыми турбинами для энергоснабжения промышленных и коммунальных потребителей: учеб. пособие. Саратов: Изд-во Саратов. гос. техн. ун-та, 2011. 68 с.
3. Стенников В.А. Методы комплексного преобразования систем централизованного теплоснабжения в новых экономических условиях. Автореф. ... дисс. докт. техн. наук. Иркутск, 2002. 50 с.
4. Дубинин В.С. Совершенствование систем энергоснабжения в газифицированных регионах России на базе поршневых технологий – Дисс....канд. техн. наук. М., 2013. 242 с.