

УДК 621.31(03)

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОГЕНЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В КОММУНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Клименко В.Н., член-корреспондент НАН Украины

Институт технической теплофизики НАН Украины, ул. Желябова, 2а, Киев, 03680, Украина

<https://doi.org/10.31472/ihe.3.2018.05>

В статті розглянуті можливості та умови створення когенераційних установок на базі котельних централізованого теплозабезпечення. Показано, що позитивний економічний ефект від втілення таких технологій в системі теплозабезпечення може бути отриманий тільки при умові виконання певних умов при виборі устаткування для КОУ з урахуванням цін на енергоносії, що склалися на момент її проектування.

В статье рассмотрены возможности и условия создания когенерационных установок на базе котельных централизованного теплоснабжения. Показано, что положительный экономический эффект от использования такой технологии генерирования теплоты для целей теплоснабжения может быть получен только при соблюдении определенных требований к выбору оборудования с учетом сложившихся цен на энергоносители.

The article considers conditions and possibilities for installing cogeneration units based on district heating boiler houses. It is shown that a positive economic effect of the use of such technology for heat generation and supply can be obtained only when particular requirements for the selection of equipment taking into account current prices for energy carriers are satisfied.

Библ. 2, рис. 2.

Ключевые слова: когенерация, котел, газотурбинная установка, котел-утилизатор, прибыль, окупаемость.

Введение

Как известно, когенерация, построенная на электрогенерирующих мощностях, является одним из самых эффективных путей экономии топлива при совместном производстве тепловой и электрической энергии по сравнению с их отдельным генерированием в тех же количествах. Это свойство когенерации не зависит от способа или технологии производства тепловой и электрической энергии и определяется тем, что электрическая энергия всегда генерируется со значительно большими потерями энергии, чем тепловая, и эти дополнительные потери в комбинированном цикле можно полезно использовать [1].

Другим важнейшим свойством когенерации является существенное снижение вредных выбросов теплоэнергетической установки в окружающую среду, что является следствием уменьшения расхода топлива. В современных условиях это свойство когенерационных технологий наряду с экономией топлива является важнейшим стимулирующим фактором для их широкого применения в теплоэнергетике.

Сдерживающим фактором для создания когенерационных установок (КОУ) является постоянный рост стоимости топлив и прежде всего природного газа, являющегося для КОУ с тепловыми двигателями (газовыми турбинами или газопоршневыми двигателями) – основным. Для модернизируемых установок, т.е. превращаемых из моноэнергетических в когенерационные, повышение цены природного газа неизбежно приводит к увеличению срока окупаемости проекта.

Областью теплоэнергетики, где, несмотря на постоянный рост тарифов, природный газ остается основным топливом, являются котельные коммунального

централизованного теплоснабжения. Это определяется повышенными экологическими требованиями к уровню вредных выбросов теплогенерирующих объектов, а также сложившейся инфраструктурой топливоснабжения и удобствами его использования в котельных большой мощности крупных, прежде всего, городов. Поэтому представляет большой практический интерес рассмотрение экономических и экологических аспектов преобразования крупных (свыше 50-100 Гкал/ч) котельных в мини-ТЕЦ. Предполагается, что эта идея может быть реализована на основе применения простейшей когенерационной схемы, заключающейся в том, что все топливо (природный газ), подаваемое в котельную (котел) используется в тепловом двигателе с электрическим генератором (для указанных тепловых мощностей это должна быть газовая турбина), выхлопные газы которой сбрасываются в модернизируемый котел или специально спроектированный котел-утилизатор соответствующей мощности, генерирующий теплоту для системы теплоснабжения.

Исходной предпосылкой такой модернизации является условие обеспечения тепловой мощности когенерационной установки такой же, как мощность модернизируемой котельни (или котла):

$$Q_{\text{КОУ}} = Q_{\text{К}} \quad (1)$$

Тепловая мощность котла при расходе природного газа $B_{\text{К}}$ [нм³/ч]:

$$Q_{\text{К}} = B_{\text{К}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{к}} \quad [\text{ккал/ч}],$$

где: $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ [ккал/нм³] – низшая теплотворная способность природного газа,
 $\eta_{\text{к}}$ – КПД котла.

Сбросная теплота теплового двигателя КОУ при расходе природного газа $V_{\text{дв}}$ [нм³/ч]:

$$Q_{\text{дв}} = V_{\text{дв}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot (1 - \eta_{\text{в}}) \text{ [ккал/ч]}, \quad (3)$$

где: $\eta_{\text{в}}$ – внутренний КПД газотурбинного двигателя – привода электрогенератора. Для упрощения анализа в первом приближении при расчете он может быть принят равным электрическому КПД $\eta_{\text{э}}$ установки (ГТУ с генератором электроэнергии), обычно указываемому фирмой-изготовителем ГТУ.

Доля сбросной теплоты, полезно используемая в котле-утилизаторе (теплота генерируемая в когенерационной установке):

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{КУ}} = V_{\text{дв}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot (1 - \eta_{\text{в}}) \cdot \eta_{\text{КУ}}, \quad (4)$$

где: $\eta_{\text{КУ}}$ – КПД котла утилизатора.

Согласно условию (1):

$$V_{\text{дв}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot (1 - \eta_{\text{в}}) \cdot \eta_{\text{КУ}} = V_{\text{к}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{к}}. \quad (5)$$

Учитывая то, что расход топлива на когенерационную установку равен его расходу на тепловой двигатель, из (5) следует:

$$V_{\text{КОУ}} = V_{\text{к}} \cdot \frac{\eta_{\text{к}}}{(1 - \eta_{\text{в}}) \cdot \eta_{\text{КУ}}} = K \cdot V_{\text{к}}, \quad (6)$$

т.е. расход природного газа на когенерационную установку пропорционален расходу топлива на базовый котел с коэффициентом пропорциональности:

$$K = \frac{\eta_{\text{к}}}{(1 - \eta_{\text{в}}) \cdot \eta_{\text{КУ}}}. \quad (7)$$

Как следует из (6) и (7) расход топлива на когенерационную установку полностью определяется расходом топлива на базовый котел и тепловой эффективностью основных элементов КОУ – котла, теплового двигателя и котла-утилизатора, т.е. величиной $\eta_{\text{к}}$, $\eta_{\text{в}}$ и $\eta_{\text{КУ}}$. Поскольку коэффициент K всегда больше единицы, то превращение котельной в ТЭЦ потребует увеличения расхода природного газа на величину:

$$\Delta V = V_{\text{КОУ}} - V_{\text{к}} = V_{\text{к}} \cdot (K - 1). \quad (8)$$

Однако, этот отрицательный факт компенсируется тем, что в когенерационной установке кроме базовой тепловой мощности вырабатывается электрическая, которую следует отнести к перерасходованному топливу. Другими словами, в когенерационной установке при соблюдении топливной адекватности теплоснабжения условиям базовой котельной затраты на приобретение дополнительного топлива ΔV компенсируются доходом от реализации произведенной электрической энергии в количестве (за 1 час):

$$E = V_{\text{КОУ}} \cdot \eta_{\text{э}} \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{860} \cdot 1 [\text{кВт} \cdot \text{ч}]. \quad (9)$$

Здесь $\eta_{\text{э}}$ – электрический КПД когенерационной установки.

При тарифах $T_{\text{г}}$ [грн/нм³] – на газ и $T_{\text{э}}$ [грн/кВт·ч] – на электроэнергию, прибыль Π , полученную от КОУ, можно определить как разность дохода от продажи электрической энергии – $C_{\text{э}} = T_{\text{э}} \cdot E$ и затрат на покупку топлива $C_{\text{г}} = T_{\text{г}} \cdot \Delta V$:

$$\begin{aligned} \Pi &= C_{\text{э}} - C_{\text{г}} = V_{\text{к}} \left[T_{\text{э}} \cdot \eta_{\text{э}} \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{860} \cdot K - T_{\text{г}} \cdot (K - 1) \right] = \\ &= \psi V_{\text{к}} [\text{грн/час}]. \end{aligned} \quad (10)$$

Как видим, преобразование котельной в когенерационную установку той же тепловой мощности несмотря на увеличение расхода топлива (природного газа) в K раз позволяет получить прибыль, пропорциональную мощности модернизируемого котла (котельной) с коэффициентом пропорциональности (коэффициентом прибыльности):

$$\psi = f(T_{\text{э}}, T_{\text{г}}, Q_{\text{н}}^{\text{р}}, \eta_{\text{э}}, \eta_{\text{КУ}}, \eta_{\text{к}}). \quad (11)$$

Зависимость (11) представлена на рис. 1.

Как следует из графика прибыль (т.е. $\psi > 0$) не всегда может быть получена в когенерационной установке системы коммунального теплоснабжения. Из уравнения (10) следует, что для получения прибыли от когенерационной установки должно выполняться следующее неравенство:

$$T_{\text{э}} \cdot \eta_{\text{э}} \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{860} \cdot K > T_{\text{г}} \cdot (K - 1), \quad (12)$$

чему с учетом (7) адекватно условие:

$$\frac{T_{\text{г}}}{T_{\text{э}}} < \frac{\eta_{\text{э}}}{1 - (1 - \eta_{\text{э}}) \cdot \frac{\eta_{\text{КУ}}}{\eta_{\text{к}}}} \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{860}. \quad (13)$$

Неравенство (13) определяет область тарифов на природный газ и электроэнергию при которых когенерационная установка с заданными коэффициентами эффективности ее составляющих – котла $\eta_{\text{к}}$, котла-утилизатора $\eta_{\text{КУ}}$ и турбоагрегата $\eta_{\text{э}}$ будет работать с прибылью, т.е. когда стоимость проданной теплоты и электроэнергии будет превышать затраты на использованный природный газ. Напомним, что в (13) тариф на газ указан в грн/нм³, а на электроэнергию в грн/кВт·час. Неравенство (13) означает, что существует область тарифов и параметров КОУ, при которых созданная на базе котла когенерационная установка будет убыточной. Это свойство КОУ, созданной на базе теплогенерирования, определяется тем, что переход от генерирования теплоты к генерированию теплоты и электроэнергии в соответствии с (8) неизбежно связан с увеличением расхода топлива и поэтому экономическая целесообразность та-

кого переходу стає залежною від співвідношення цін на природний газ і електроенергію в отличие від КОУ побудованої на базі електрогенерування, в якій перехід від електрогенерування до генерування теплоти і електроенергії однозначно не потребує по визначенню збільшення витрати палива [1], т.е. завжди принесе прибуток за рахунок «безплатного» генерування додаткового продукту – теплоти. Естестивно, це при умові, що базова електрогенеруюча установка вже працює на природному газі.

З рис. 1 видно, що для збільшення прибутковості розглядаємої когенераційної установки слід застосувати ГТУ і котел-утилізатор з максимально високим КПД, хоча при цьому необхідно мати ввиду, що збільшення КПД двигателя призводить до збільшенню

перерасходу палива, а збільшення КПД котла-утилізатора до його зниження, т.е. завжди бажано максимально можливо збільшення КПД котла-утилізатора, для чого необхідно вибрати ГТУ з високою температурою вихлопних газів і максимально можливо знизити температуру газів на виході з КУ.

Як випливає з рівняння (10) збільшення тарифів на електроенергію збільшує прибутковості когенераційної установки, а збільшення ціни природного газу – до її зменшення. Залежність прибутковості розглядаємої типу КОУ від T_3 і T_r показано на рис. 2. Як бачимо, при будь-якому тарифі на продаж електроенергії, виробленої в КОУ, збільшення ціни на газ призводить до зниження прибутку і при певних значеннях T_r когенераційна установка може стати збитковою. Це в відповідності з (13) відбувається при умові

$$T_r > T_3 \cdot \frac{\eta_a}{1 - (1 - \eta_a) \cdot \frac{\eta_{КУ}}{\eta_K}} \cdot \frac{Q_H^P}{860} \quad (14)$$

З рівняння (14) випливає, що в умовах, коли зростає ціна на природний газ, розглядаємої когенераційної установки тим надійніше збереже прибутковості, чим вище тарифи на електроенергію і чим вище (вище Q_H^P) природний газ.

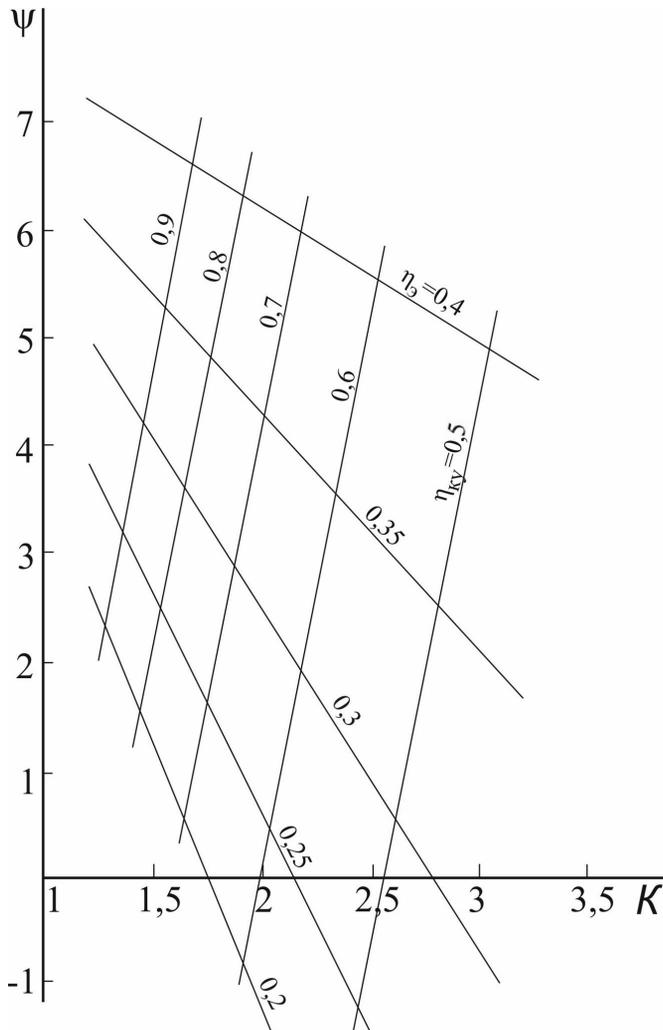


Рис. 1. Залежність прибутковості КОУ від економічності її компонентів.

$$Q_H^P = 8200 \frac{\text{ккал}}{\text{нм}^3}, \eta_K = 0,92, T_3 = 1,96 \frac{\text{грн}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}, T_r = 8,74 \frac{\text{грн}}{\text{м}^3}$$

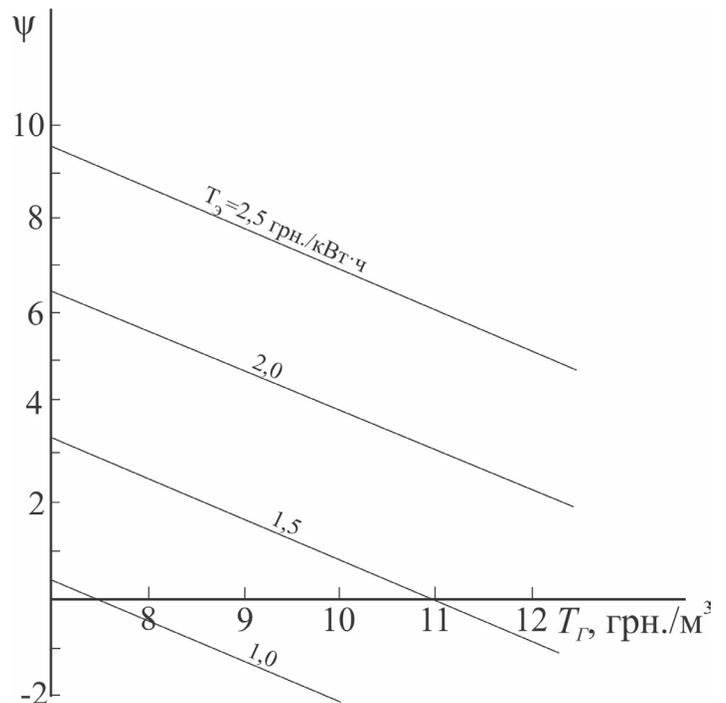


Рис. 2. Залежність прибутковості КОУ від тарифів на енергоносії.

$$Q_H^P = 8200 \frac{\text{ккал}}{\text{нм}^3}, \eta_K = 0,92, \eta_a = 0,35, \eta_{ку} = 0,78$$

Рассмотренные выше соотношения позволяют выбрать оборудование, обеспечивающее прибыльность проекта преобразования отопительной котельной в когенерационную станцию эквивалентной тепловой мощности. Однако, этого недостаточно, чтобы оценить экономическую целесообразность проекта. Для этого необходимо определить срок окупаемости проекта. В современных условиях проект модернизации котельной на базе когенерационных технологий может оказаться привлекательным для инвесторов, если затраты на капитальное строительство и приобретение необходимого оборудования могут быть компенсированы за счет полученной прибыли от продажи электроэнергии или от ее использования для собственных нужд предприятия не более, чем за 2-3 года. В этом отношении наиболее предпочтительным вариантом организации КОУ является использование в качестве котла-утилизатора самого модернизируемого котла и производственных площадей котельной. К сожалению котел не может служить полноценной заменой котла-утилизатора, т.к. расход продуктов сгорания в нем намного меньше, чем расход выхлопных газов ГТУ, выбранной по условию (1). Так, например, для модернизации котла мощностью 100 Гкал/ч согласно условию (1) требуется ГТУ порядка 70 МВт, у которой расход выхлопных газов может составлять около 200 кг/с. Для котла же этот расход не превышает 50 кг/с. Поэтому для КОУ, спроектированной по условию (1) требуется специальный котел-утилизатор, рассчитанный на расход равный расходу продуктов сгорания турбины G_T . Только в этом случае мы получим максимально возможную прибыльность когенерационной установки. Использование котла в качестве котла-утилизатора потребует снижения мощности газотурбинной установки и повлечет за собой снижение генерируемой КОУ тепловой мощности, для компенсации которого понадобится применить дополнительный дожиг топлива в котле-утилизаторе. В результате существенно снизится прибыльность когенерационной установки и экономическая целесообразность ее применения.

Реальные показатели когенерационной установки, созданной на базе отопительной котельной, рассмотрим на примере модернизации водогрейного котла типа ПТВМ-50. Этот котел обеспечивает 50 Гкал/ч (58,1 МВт) при расходе природного газа $V_K = 6628 \text{ нм}^3/\text{ч}$ с 8200 Ккал/нм³ и КПД $\eta_K = 0,92$. Расход продуктов сгорания котла составляет около 75000 нм³/ч. Для генерирования такой тепловой мощности в когенерационном цикле требуется газотурбинная электростанция электрической мощностью 40 МВт. При ее КПД $\eta_s = 0,35$ с выхлопными газами в котел-утилизатор поступит 74,3 МВт теплоты и при $\eta_{ку} = 0,78$ (что возможно осуществить при температуре выхлопных газов турбины 510 °С и на выходе из КУ 110 °С) котел-утилизатор обеспечит требуемую тепловую мощность КОУ (58 МВт).

Расход выхлопных газов такой турбины составляет порядка 350000 нм³/ч, что полностью исключает возможность использования базового котла в качестве котла-утилизатора – КУ необходимо проектировать под выбранную для КОУ турбину. Таким образом, для рассмотренной когенерационной установки коэффициент перерасхода топлива определяется показателями $\eta_K = 0,92$, $\eta_s = 0,35$, $\eta_{ку} = 0,78$ и составляет $K=1,815$.

Следовательно, расход топлива в когенерационной установке будет составлять:
 $V_{\text{КОУ}} = 1,815 \cdot 6628 = 12030 \text{ нм}^3/\text{ч}$, а перерасход топлива $\Delta V = 12030 - 6628 = 5402 \text{ нм}^3/\text{ч}$.

При тарифе на газ $T_g = 8,74 \text{ грн/м}^3$ и на электроэнергию $T_s = 1,96 \text{ грн/кВт}\cdot\text{ч}$ рассмотренная когенерационная установка будет приносить в соответствии с (10) прибыль $\Pi = 31434 \text{ грн/ч}$ (1200 \$/ч). При затратах на сооружение КОУ 16 млн. \$ США (14 – стоимость ГТУ, 500 тыс. \$ – стоимость котла-утилизатора, 1,5 млн. \$ – строительные работы) и работе установки в течение 4000 часов в год окупаемость проекта составит примерно 3,3 года [2]. При увеличении тепловой мощности базового котла (а следовательно и КОУ) срок окупаемости проекта уменьшится пропорционально увеличению прибыли (согласно ур. 10) и дополнительно за счет снижения удельной стоимости оборудования – турбины и КУ. Более точные оценки можно сделать при выполнении конкретного проекта.

Если рассматривать вариант КОУ с использованием котла ПТВМ-50 в качестве котла-утилизатора, то в соответствии с его пропускной способностью (75000 нм³/ч) может быть применена газотурбинная установка электрической мощностью не более 5 МВт, которая при $\eta_s = 0,35$ будет генерировать 9,3 МВт тепловой энергии, из которой в теплосети вместо 58 МВт можно будет использовать не более 6,5 МВт. Таким образом, мы получим когенерационную установку эквивалентную по тепловой мощности водогрейному котлу 6,5 МВт и в соответствии с равенством (10) уменьшим прибыльность проекта почти в 9 раз. Несмотря на то, что и затраты на реализацию проекта снизятся, срок его окупаемости возрастет не менее, чем в 2 раза.

Выводы

При современных тарифах на энергоносители и определенных параметрах применяемого оборудования когенерационная установка, созданная на базе отопительного котла эквивалентной тепловой мощности, может быть не только прибыльной, но и убыточной, если соотношение тарифов T_g/T_s возрастает.

Прибыль, которая может быть получена от продажи генерируемой КОУ электроэнергии, прямо пропорциональна базовой мощности котла или котельной и возрастает с увеличением КПД применяемых ГТУ и котла-утилизатора.

Создание на базе отопительного котла когенерационной установки той же тепловой мощности однозначно приводит к перерасходу топлива и тем больше, чем выше КПД базового котла и генерации электроэнергии и ниже КПД котла-утилизатора.

Использование в КОУ базового котла в качестве котла-утилизатора экономически нецелесообразно, т.к. снижает прибыльность проекта и увеличивает срок его окупаемости.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Клименко В.Н., Мазур А.И., Сабашук П.П.* Когенерационные системы с тепловыми двигателями. Справочное пособие. Ч1. Общие вопросы когенерационных технологий. – К.: ИПЦ Алкон НАН Украины, 2008. – 560 с.

2. *Обосновывающие материалы* к схеме теплоснабжения города Нижнего Новгорода на период с 2012 года до 2027 года. Глава 10. Муниципальный контракт от 19.12.2011 г. №13. – М.: Газпром, 2012. 210 с.

**PROSPECTS FOR APPLICATION OF
COGENERATION TECHNOLOGIES IN
MUNICIPAL ENERGY**

Klimenko V.N.

Institute of Engineering Thermophysics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Zheliabova str., 2a, Kyiv, 03680, Ukraine

<https://doi.org/10.31472/ihe.3.2018.05>

The article considers conditions and possibilities for installing cogeneration units (CUs) in district heating boiler houses. The main requirement to do it is the equality of the CUs' heat capacity and the heat capacity of the boilers that are going to be replaced.

Because the fuel (natural gas) consumption increases due to such replacement, it is necessary to determine the conditions, taking into account the constant growth of energy carriers' prices, under which the transition to cogeneration technologies in the heat supply system will be feasible, i.e. the project will make a profit and ensure the reasonable payback period. For this purpose, the relationships between the profitability of the project, the economic indicators of the equipment included in the cogeneration unit, and the price of energy carriers are suggested. An analysis performed with the help of these relationships showed that the cogeneration unit of the same thermal capacity as the boiler (or boilers), which is going to be replaced, in comparison with CU installed on the basis of a generating unit definitely requires an increase in fuel consumption, and the profit, determined as the difference between income from generated electricity sales and fuel purchase costs, becomes dependent on the prices of natural gas and electricity, as well as the cost-effectiveness of the equipment for cogeneration. With certain combinations of these parameters, the cogeneration unit, installed on the basis of heat generation, may not be profitable, but unprofitable. Moreover, as natural gas price increases and electricity tariff remains fixed, CUs, designed as profitable, may become unprofitable. These conditions are considered in the article. Relationships between the CU's parameters and tariffs for the natural gas and electricity, which determine the area of profitable work of the cogeneration unit, are obtained. Given the current prices for energy carriers, the design of the CU based on the communal heat supply comes to the selection of the equipment that ensures the profitability of the installation that is sufficient for the recoupment of capital investments within 2-3 years. At the same time, the acceptable limits of the possible increase in the gas/electricity tariffs ratio should be determined.

The main conclusion: the cogeneration unit based on district heat supply with a positive economic effect can be installed only if certain economic and technological conditions, which must be taken into account when designing it, are observed.

References 2, figures 2.

Key words: cogeneration, boiler, gas-turbine unit, waste heat recovery boiler, profit, payback period.

1. V.N. Klimenko, A.I. Mazur, P.P. Sabashuk. Koheneratsiini systemy z teplovymy dvyhunamy: dovidkovyi posibnyk u 3 chastynakh. Ch. 1: Zahalni pytannia koheneratsiinykh tekhnolohii [Thermal Engines Cogeneration Systems. Handbook in 3 Parts, Part 1 General Aspects of Cogeneration Technologies], Kiev, EPC ALCON NAS of Ukraine, 2008. [in Rus.]

2. *Uzahalniuiuchi materialy do skhemy teplopostachannia mista Nyzhnoho Novhoroda na period z 2012 do 2027 roku. Rozdil 10. Munitsypalny kontrakt vid 19.12.2011 r. No13* [Substantiating materials for the scheme of heat supply of Nizhny Novgorod city for the period from 2012 to 2027. Chapter 10. Municipal contract #13 dated December 19, 2011], Moscow, Gazprom, 2012. 210 p. [in Rus.]

Отримано 18.07.2018

Received 18.07.2018