

УДК 621.311

DOI: 10.24160/1993-6982-2022-5-39-46

## Технико-экономическая оценка целесообразности переоборудования московских котельных в мини-ТЭЦ

Д.М. Габдушев, А.В. Охлопков, Р.Ж. Габдушев, А.С. Ванин

Проанализированы эффективность и целесообразность модернизации котельных с переводом их на когенерацию в мегаполисе на примере г. Москвы.

Рассмотрены следующие варианты модернизации котельных: зависимая выработка электроэнергии от теплового потребления и независимая выработка электроэнергии. Исходя из изучения достоинств и недостатков каждого из вариантов относительно друг друга выбран наиболее целесообразный способ модернизации в реалиях мегаполиса. При выборе турбины для надстройки котельной было осуществлено сравнение газотурбинной и паротурбинной установок. С учетом возможности эксплуатации, технических ограничений и исследованной литературы для модернизации генерирующих объектов взята паровая турбина с противодавлением. Выбор наиболее подходящей котельной основывался на производственной программе котельных ПАО «Мосэнерго» на 2022 г. В качестве наиболее целесообразной для модернизации отобрана котельная РТС «Южное Бутово». Для определения объема вырабатываемой электроэнергии и расхода условного топлива после модернизации указанной котельной при отборе теплоты из турбины, а не из котла, проведен тепловой расчет, на основе которого сделан технико-экономический расчет модернизации.

Показано, что при текущих условиях модернизация котельной с помощью ее перевода на когенерацию не является целесообразным и рентабельным проектом для генерирующей компании в г. Москве.

*Ключевые слова:* мини-ТЭЦ, модернизация котельной, когенерация, паровая и газовая турбины.

*Для цитирования:* Габдушев Д.М., Охлопков А.В., Габдушев Р.Ж., Ванин А.С. Технико-экономическая оценка целесообразности переоборудования московских котельных в мини-ТЭЦ // Вестник МЭИ. 2022. № 5. С. 39—46. DOI: 10.24160/1993-6982-2022-5-39-46.

## Feasibility Study of Converting Boiler Houses in Moscow into Mini Combined Heat and Power Plants

D.M. Gabdushev, A.V. Okhlopkov, R.Zh. Gabdushev, A.S. Vanin

The effectiveness and feasibility of modernizing boiler houses with converting them for operation as combined heat and power plants (CHPP) in a megalopolis are analyzed taking the city of Moscow as an example.

The following boiler house modernization versions are considered: dependent generation of electricity from heat consumption and independent generation of electricity. The advantages and drawbacks of each version are studied by way of comparison, based on which the most appropriate version in the megalopolis environment is selected. In selecting a turbine for topping the boiler house, gas turbine and steam turbine units were compared. With taking into account the operational possibility, technical constraints, and studied literature, a backpressure steam turbine was selected for the modernization of generating facilities. The choice of the most suitable boiler house for modernization was based on the production program of Mosenergo's boiler houses for 2022, and the Yuzhnoye Butovo district thermal network's boiler house was chosen as the most appropriate one for modernization. To determine the amount of electricity generated and the consumption of equivalent fuel after the modernization of this boiler house with taking heat from the turbine and not from the boiler, a thermal calculation was made. Based on the data obtained from the thermal calculation, a feasibility study of the modernization was carried out.

It is shown that under the current conditions, the modernization of a boiler house with shifting it to operate as a CHPP is not a feasible and profitable project for the generating company in Moscow.

*Key words:* mini CHPP, boiler house modernization, cogeneration, steam turbine, gas turbine.

*For citation:* Gabdushev D.M., Okhlopkov A.V., Gabdushev R.Zh., Vanin A.S. Feasibility Study of Converting Boiler Houses in Moscow into Mini Combined Heat and Power Plants. Bulletin of MPEI. 2022;5:39—46. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2022-5-39-46.

### Введение

Во многих работах [1 – 8] говорится об эффективности и целесообразности модернизации существующих котельных в мини-ТЭЦ, однако недостаточное внимание уделяется анализу данной темы в рамках мегаполиса, тем более нет анализа эффективности модернизации котельных с переводом их на когенерацию для Москвы.

Большинство котельных в Москве построено в то время, когда еще не была развита московская отопи-

тельная система, включающая в себя ТЭЦ. Она создавалась для обеспечения теплом районов массовых застроек в новых районах города, именно поэтому большая часть малых котельных расположена в центре Москвы. Все эти котельные первоначально эксплуатировались в системе МТК (сейчас — МОЭК) [9]. На текущий момент подавляющая часть котельных города принадлежат ПАО «Мосэнерго». К числу наиболее серьезных проблем инфраструктуры в части систем отопления и горячего водоснабжения относится высокая степень износа значительной части котельных [10].

Один из способов повышения экономичности — использование теплофикационного цикла, где подведенная от горячего источника теплота служит не только для теплового потребителя, но и одновременно для выработки электроэнергии.

В энергетическом сообществе регулярно обсуждается идея о необходимости модернизации старых котельных. Согласно протоколу совместного заседания Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики Научного совета РАН по комплексным проблемам в энергетике [11], у эффективного использования объектов распределенной генерации имеется большой потенциал в направлении преобразования значительного количества коммунальных и промышленных котельных на газе в мини-ТЭЦ.

В настоящей работе при изучении вопроса о целесообразности модернизации котельных в Москве выполнена оценка двух вариантов модернизации с переводом котельной на когенерацию: с независимой выработкой электроэнергии и зависимой выработкой электроэнергии от теплового потребления.

Положительный эффект при первом варианте модернизации (независимой выработке) — повышение надежности энергосистемы, а также дополнительная независимая выработка электроэнергии. При системной аварии есть возможность получения электроэнергии от мини-ТЭЦ, когда тепловая энергия не потребляется (например, в летний период времени). Во втором варианте такая возможность отсутствует. Вариант с независимой выработкой также может применяться при модернизации котельной в районе с активной застройкой, явной необходимостью в дополнительной электроэнергии и потребностью в установке генерирующих мощностей. Однако в Москве в период от 3 до 5 лет нет необходимости в выработке дополнительной электроэнергии в существенных объемах, поскольку в последние годы в системе наблюдается запас по электрической мощности, и прогнозы не говорят о возможном резком увеличении потребления [12 — 13]. Кроме этого, при независимой выработке электроэнергия будет дороже, чем ее производство на ТЭЦ (удельный расход топлива на ТЭЦ меньше благодаря эффекту масштаба), особенно при установке газовых турбин. Капиталоемкость данного варианта по сравнению с зависимой выработкой выше.

Таким образом, модернизация котельных с помощью первого варианта нецелесообразна для Москвы, и в дальнейшем рассматривается только вариант с зависимой выработкой электроэнергии.

Модернизация котельных на базе второго варианта (зависимой выработки электроэнергии) достаточно неоднозначный вопрос, не очевидный и требующий дополнительного рассмотрения, особенно в рамках мегаполиса с его особенностями (более дорогая земля, отсутствие необходимости в новых мощностях, износ

части котельного оборудования). У данной модернизации нет прямой взаимосвязи с необходимостью выработки дополнительной электроэнергии. Ключевая цель процесса — достижение экономии на топливе в общих масштабах компании «Мосэнерго», производящей электро- и теплоэнергию в Москве, поскольку помимо тепловой энергии на котельных также будет получаться электроэнергия, за счет которой можно снизить потребление топлива на ТЭЦ. При зависимой выработке генератор служит для повышения эффективности работы модернизированной котельной (мини-ТЭЦ), тем самым увеличивая КПД установки. Основным недостатком этого варианта по сравнению с первым — отсутствие возможности независимой работы турбины для выработки дополнительного количества электроэнергии при её дефиците, однако для Москвы это и не требуется, а надежность электрической сети в мегаполисе достаточна, и в большинстве своем установлены двухлучевые автоматизированные сети.

При модернизации котельной отмечено усовершенствование сетевого комплекса Москвы за счет выработки электроэнергии непосредственно у потребителя, а не на отдаленной ТЭЦ, благодаря:

- оптимизации перетоков активной (за счет приближения мест генерации к центрам электропитания) и реактивной (за счет минимизации потерь электрической энергии в электрических сетях) мощностей;
- нормализации уровней напряжения в нормальных и послеаварийных режимах (уменьшение переключений РПН, отказ от установок СКРМ);
- ликвидации перегрузок силовых трансформаторов и линий электропередачи при подключении электрогенератора к распределительным сетям;
- отсрочке в реконструкции электросетевых объектов с целью увеличения пропускной способности ЛЭП и трансформаторных мощностей на ПС (снижению затрат на реконструкцию);
- возможности подключения новых потребителей за счет разгрузки ЛЭП и трансформаторных подстанций.

### Выбор турбины для надстройки котельной

Рассмотрим два варианта надстройки котельной: с помощью газотурбинной (ГТУ), либо с помощью паротурбинной (ПТУ) установки.

В настоящее время российская промышленность в целом подготовлена к поставке газотурбинных установок [14, с. 4]. Газовая турбина в отличие от паровой имеет меньшие капитальные затраты. Теоретически, создание ГТУ ТЭЦ на базе отопительных котельных представляется наиболее дешевым, эффективным решением для снижения удельных затрат топлива на производство электроэнергии, но при практическом применении возникает ряд трудностей и проблем при использовании именно газовой турбины. Помимо известных плюсов газотурбинных установок при модернизации котельной им присущи также существенные недостатки:

- необходимость сооружения газокompрессорных дожимающих станций (ГТУ требует газ с давлением около 2,5 МПа) [15], а строительство данных станций около зоны жилой застройки запрещено;

- большой расход выхлопных газов ГТУ (обусловлен высоким коэффициентом избытка воздуха в ГТУ), что требует новой дымовой трубы;

- высокий уровень шума (дополнительная реализация значительного количества шумоподавляющих мероприятий);

- увеличение потребления газа (возникает необходимость получения новых лимитов на газ);

- удельный выход оксидов азота на кг сожженного топлива в 3 раза больше у ГТУ, чем в котельных (с учетом ежегодного ужесточения экологического законодательства потребует определенных временных и денежных затрат в дальнейшем).

Из-за изношенности оборудования на котельной, а именно, старых котлов, при модернизации с помощью установки ГТУ приходится устанавливать новый котел-утилизатор, т. к. температура выходящих газов из газовой турбины достаточно высока. Следовательно, для переоборудования котельной в мини-ТЭЦ необходимо демонтировать ранее установленное оборудование, переоборудовать систему теплоснабжения, расчислить местность и на подготовленной площадке соорудить мини-ТЭЦ. Подобная модернизация может выйти значительно дороже установки просто новой мини-ТЭЦ, даже несмотря на то, что новая земля в Москве достаточно дорога.

Для газовой турбины характерны меньшее КПД по сравнению с паротурбинными агрегатами, серьезные требования к используемому топливу и необходимость обеспечения надежной круглогодичной подачи природного газа. Проведенный ОАО «ВТИ» анализ показал [14, с. 6], что при сбалансированной схеме включения ГТУ и отопительного котла, при которой весь расход выхлопных газов ГТУ направляется в горелки котла, оснащение всех котлов газотурбинными установками нерентабельно.

Серьезной проблемой является также определение места подключения генераторов газовых турбин в существующую схему электроснабжения предприятия с наименьшими затратами на ее реконструкцию [14, с. 7]. Может возникнуть проблема в необходимости замены существующей схемы электроснабжения и установки токоограничивающих реакторов для сохранения установленного коммутационного оборудования. Наиболее существенный фактор, определяющий устойчивость газотурбинных генераторов, — значительно меньший момент инерции газовой турбины по сравнению с паровой, и, как следствие, для нарушения устойчивости требуется меньшее возмущение. Исследование вопросов устойчивости показало, что задача обеспечения надежного электроснабжения от газотурбинных электростанций существует, она достаточно сложна и многогранна [14, с. 7].

Следует учитывать и тот факт, что в большинстве ГТУ при уменьшении нагрузки до 50% электрический КПД уменьшается [14, с. 8], а износ оборудования повышается. Поскольку выбран вариант с зависимой выработкой электроэнергии от теплового графика, то при установке ГТУ попадание в данные неблагоприятные режимы будет регулярным.

Исходя из вышеперечисленного следует рассматривать вариант реализации перевода котельной на когенерацию с помощью установки паровой турбины с противодавлением.

Паровые турбины имеют большие габариты и затраты на сооружение, чем ГТУ, однако они исключают часть перечисленных недостатков газовых турбин. При данном варианте нет необходимости в демонтаже старых котлов и установке новых котлов-утилизаторов, но может возникнуть потребность в повышении площади поверхности пароперегревателя для достижения требуемых начальных температур для паровой турбины. Данное решение позволит покрыть тепловую нагрузку из отбора турбины, а также выработать электроэнергию.

### **Паровая турбина с противодавлением**

Отличительной особенностью данных турбин является то, что они не имеют конденсаторов для охлаждения отработанного пара. Отработанный пар аналогичного или повышенного, по сравнению с конденсационной турбиной, давления направляется непосредственно потребителю, и в нашем случае является полезным продуктом и используется тепловыми потребителями ТЭЦ, а не теряется с охлаждающей водой, следовательно, потери тепла с конденсацией отсутствуют. Турбина с противодавлением имеет производственный и теплофикационный отбор. Изменение величины расхода пара на отопление согласно графику теплофикационной нагрузки ведет к изменению электрической мощности турбоагрегата. Применение паровых противодавленческих турбин — наиболее дешёвый и экономичный вариант для осуществления когенерации в котельной [16].

Таким образом, выработка электроэнергии является функцией потребления отработанного тепла, забираемого из противодавленческой турбины, и при уменьшении отпуска тепла вырабатываемая электроэнергия снижается.

### **Анализ котельных Москвы**

Для анализа целесообразности модернизации рассмотрена производственная программа котельных ПАО «Мосэнерго» на 2022 г.

Компания содержит и эксплуатирует 52 котельных (на конец 2021 г.), обеспечивающих теплоснабжение отдельных жилых районов Москвы и работающих на природном газе.

Несмотря на то, что модернизация котельных — достаточно распространенное решение в плане повышения экономичности и замены устаревшего оборудования, ни одна котельная из располагаемых «Мосэнерго» не вырабатывает электричество. Предположительно, это связано со следующими причинами:

- необходимостью расширения и поиска дополнительного места для установки нового оборудования (в мегаполисе земля достаточно дорогая);
- отсутствием необходимости в дополнительной электроэнергии в Москве;
- нерентабельностью модернизации старых котельных.

### Расчет целесообразности модернизации котельной РТС «Южное Бутово»

Из полученных данных от «Мосэнерго» для модернизации выбрана котельная РТС «Южное Бутово». Это обусловлено тем, что котельная имеет наибольшую тепловую нагрузку за 2021 г., ее установленная мощность равна 440 Гкал/ч.

Полезный отпуск теплоэнергии для данной котельной приведен на рис. 1, а расход условного топлива на отпуск теплоэнергии — на рис. 2.

Основная задача расчета — определение объема вырабатываемой электроэнергии после модернизации, а также увеличение расхода условного топлива при отборе теплоты из турбины, а не из котла.

Принцип расчетов для каждого месяца следующий. Согласно исходным данным по количеству тонн сгорания условного топлива установим теплоту сгорания:

$$\Sigma Q_{\text{сг}} = q_{\text{сг}} B_m,$$

где  $q_{\text{сг}}$  — удельная теплота сгорания топлива;  $B_m$  — расход условного топлива на отпуск теплоэнергии за месяц.

Затем вычислим теплоту, уносимую дымовыми газами (потери):

$$\Delta Q = \Sigma Q_{\text{сг}} - Q_{\text{отп.т}} - Q_{\text{сн}},$$

где  $\Sigma Q_{\text{сг}}$  — суммарная теплота сгорания;  $Q_{\text{отп.т}}$  — полезный отпуск теплоты потребителям;  $Q_{\text{сн}}$  — теплота на производственные и хозяйственные (собственные) нужды.

Поскольку необходимо выдать теплоэнергию в требуемом объеме, но пар отбирается уже из турбины, а не из котла, то в расчетах учитываем увеличение расхода топлива из-за механических потерь в турбине. Основным источником механических потерь в самой турбине являются затраты мощности на преодоление трения в подшипниках и привод навешенных механизмов, приборов и устройств (масляные насосы, регуляторы, тахометры и т. п.). Данные потери зависят от конкретной модели и задаются производителем, следовательно, примем допущение, что механические потери турбины равны 7% [17]. Найдем требуемую теплоту сгора-

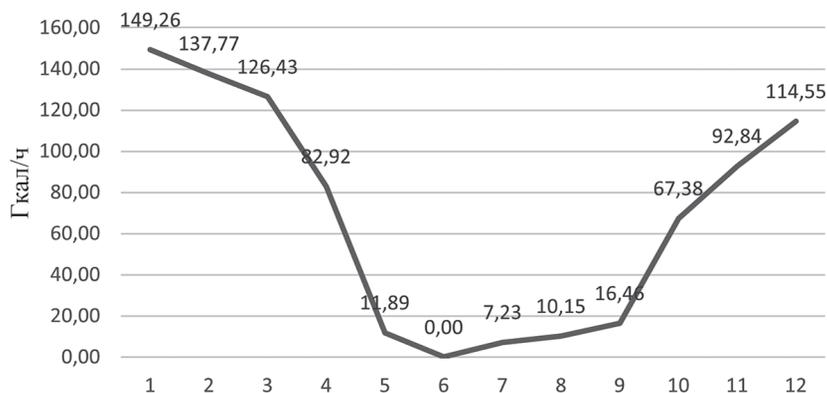


Рис. 1. Полезный отпуск теплоэнергии РТС «Южное Бутово» за 2021 г.

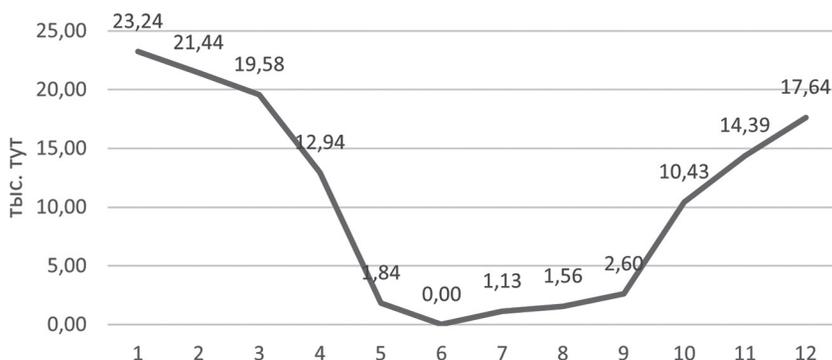


Рис. 2. Расход условного топлива на отпуск теплоэнергии за 2021 г.

ния топлива и изменение расхода условного топлива. Рассчитаем увеличение расходов условного топлива на когенерацию по сравнению с расходом топлива только на отпуск тепла. Примем, что потери тепла, уносимые дымовыми газами, и потери тепла на производственные и хозяйственные нужды имеют линейную зависимость от теплоты сгорания.

При расширении пара часть потенциальной энергии пара преобразуется в кинетическую энергию турбины, следовательно, при расчете полной выработанной электроэнергии необходимо учитывать КПД отбора и потери в элетрогенераторе. Для месяца с наибольшей выработкой электроэнергии определим необходимую мощность генератора.

Аналогичный расчет проводится для каждого месяца. Его результатами демонстрируют вырабатываемую электроэнергию за счет перевода на когенерацию (рис. 3), а также увеличение расхода топлива из-за перевода на когенерацию и отбора теплоты из турбины, а не из котла (рис. 4).

### Технико-экономический расчет

Поскольку максимальная мощность наблюдается в январе (44,3 МВт), принято решение об установке ПТУ мощностью 50 МВт (например, турбины P-50-90).

Анализируемый период проекта составляет 10 лет, расчет проведен по годам в миллионах рублей в текущих ценах 2022 г. Временной промежуток в 10 лет выбран из-за существенного влияния дисконтирования. Точность оценки отдаленных по времени денежных потоков существенно ниже.

Стоимость строительно-монтажных работ (СМР), оборудования, себестоимость выработки энергии и показатели, по которым невозможно провести точную оценку в связи с отсутствием спецификаций на оборудование, графика СМР и др., приняты на основании различных экспертных оценок и результатов реализованных проектов в отрасли.

Предельные максимальные удельные капитальные затраты проекта модернизации для генерирующих объектов, на которых электрическая энергия вырабатывается с использованием природного газа, с установленной мощностью генерирующего объекта после реализации проекта модернизации не более 90 МВт, составляют 45057 руб. за 1 кВт [18].

Экономическую оценку целесообразно проводить по критерию выручки от продажи электроэнергии и экономии на покупке электроэнергии для собственных нужд котельной.

Полный установленный срок службы турбины равен 40 годам [19], инфляция — 10%, ключевая ставка — 8,5% [20], риск — 3%, ставка дисконтирования — 18,75%, затраты на капитальный ремонт — 20%, прочие затраты — 15%.

Согласно оптовым ценам на газ для потребителей ООО «Газпром межрегионгаз Москва» для промышленности в Москве цена на газ с учетом НДС составляет 5,99 руб./м<sup>3</sup> [21]. Выручка от продажи электроэнергии принята равной 5,92 руб./кВт.

Результаты технико-экономического расчета за 10 лет приведены в таблице и на рис. 5.

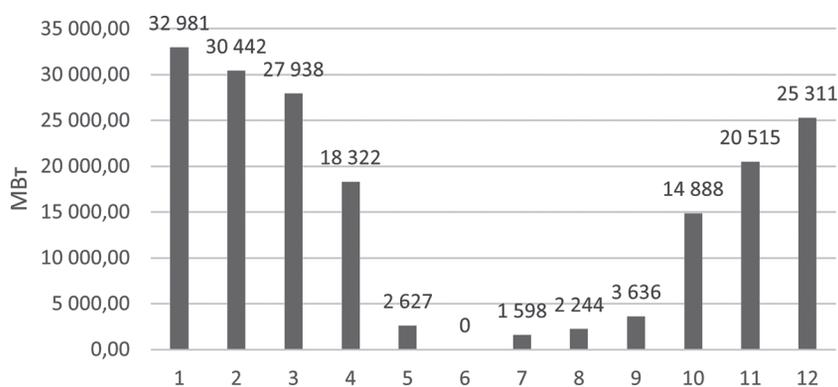


Рис. 3. Выработка электроэнергии по месяцам

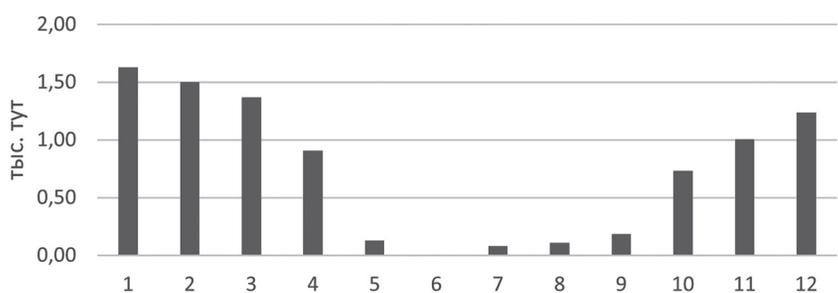


Рис. 4. График увеличения расхода топлива на когенерацию по месяцам

## Результаты технико-экономического расчета

Инвестиционный проект	$K$ , млн руб.	Затраты, млн руб./г	Выручка, млн руб./г	$K_{ликв10}$ , млн руб.	$NPV$ , млн руб.	$PI$
Модернизация котельной	2252,85	475,8	962,7	1689,6	-70,22	0,97

Примечание:  $K$  — капиталовложения в проект;  $K_{ликв10}$  — ликвидационная стоимость на 10-й год;  $NPV$  — чистый дисконтированный доход за 10 лет;  $PI$  — индекс рентабельности проекта (отношение  $NPV$  к капиталовложениям)

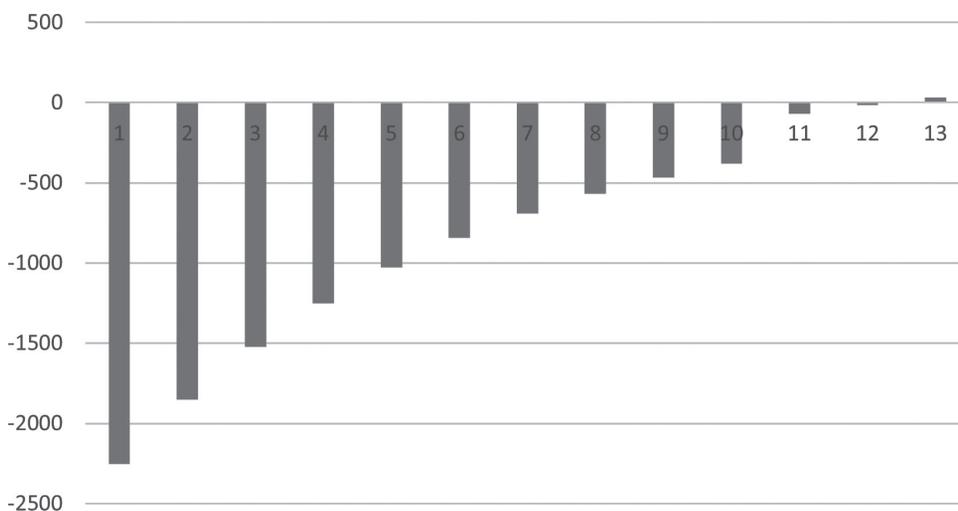


Рис. 5. Окупаемость проекта

При учете ставки дисконтирования проект не окупается за 10 лет. Стоимость компании инвестора на 10-й год равна -70,2 млн руб.

Индекс рентабельности  $PI$  меньше единицы, следовательно, проект нерентабелен.

### Заключение

Реконструкция и перевод действующих котельных в мини-ТЭЦ в Москве повышают эффективность использования топлива относительно генерирующей компании «Мосэнерго» в целом, а также позволяют вырабатывать электрическую энергию, как на собственные нужды станции, так и получать дополнительную прибыль от ее реализации в энергосистему. Однако модернизация котельной с помощью ее перевода на когенерацию не считается целесообразным и рентабельным проектом для генерирующей компании в Москве.

Исходя из того, что при расчете приняты предельные максимальные удельные капиталовложения со-

гласно постановлению Правительства по отбору проектов модернизации генерирующих объектов ТЭС, то решения о целесообразности модернизации зависят от факторов, уменьшающих капиталовложения в данный проект, либо от технических требований к объекту, а именно, целесообразность проекта модернизации котельной заметно повышается и требует анализа при:

- дефиците мощности в районе с котельной;
- большом расходе электроэнергии на собственные нужды;
- низких надежности и качестве энергоснабжения от централизованных сетей;
- высоких тарифах на электроэнергию;
- большом износе котельного оборудования;
- отсутствии возможности подключиться к централизованным электросетям;
- стоимости присоединения к электросетям значительно более высокой, чем строительство мини-ТЭЦ.

### Литература

1. Храмова Н.Н., Сопрунов В.А. Возможность реконструкции котельной в мини-ТЭЦ // Вестник Амурского гос. ун-та. Серия «Естественные и экономические науки». 2011. №. 53. С. 78—85.
2. Асабин А.А., Шнякин Е.С. Строительство сети мини-ТЭЦ на базе муниципальных котельных Оренбургской области // Фундаментальные и прикладные исследования: проблемы и результаты. 2013. №. 4. С. 128—131.

### References

1. Khramtsova N.N., Soprunov V.A. Vozmozhnost' Rekonstruktsii Kotel'noy v Mini-TETS. Vestnik Amurskogo gos. un-ta. Seriya «Estestvennye i ekonomicheskie nauki». 2011;53:78—85. (in Russian).
2. Asabin A.A., Shnyakin E.S. Stroitel'stvo Seti Mini-TETS na Baze Munitsipal'nykh Kotel'nykh Orenburgskoy Oblasti. Fundamental'nye i Prikladnye Issledovaniya: Problemy i Rezul'taty. 2013;4:128—131. (in Russian).

3. **Лачков Г.Г. и др.** Эффективность применения газовых мини-ТЭЦ в энергодефицитном регионе // Вестник Иркутского гос. техн. ун-та. 2015. №. 9(104). С. 146—151.
4. **Филиппов С.П., Дильман М.Д.** Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных // Промышленная энергетика. 2014. №. 4. С. 7—11.
5. **Маляренко В.А. и др.** Тенденции модернизации объектов малой энергетики на базе когенерации // Ползуновский вестник. 2013. №. 4—3. С. 131—137.
6. **Чурашев В.Н., Маркова В.М.** Мини-ТЭЦ — перспективное направление развития энергетики // Актуальные проблемы развития Новосибирской области. Ч. 1. 2014. С. 138—161.
7. **Седнин В.А., Райко Д.М., Левин В.М.** К вопросу о повышении эффективности отопительных котельных и мини-ТЭЦ // Энергия и менеджмент. 2015. № 1. С. 1—17.
8. **Муниц В.А. и др.** Модернизация существующих производственных котельных в мини-ТЭЦ // Новости теплоснабжения. 2005. №. 4. С. 67—70.
9. **Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) г. Москвы.** [Электрон. ресурс] [www.mosenergoinform.ru/mosteplo/mosteplo.htm](http://www.mosenergoinform.ru/mosteplo/mosteplo.htm) (дата обращения 31.01.2022).
10. **Куликова С.Е., Готулева Ю.В., Суконкина Ю.Ю.** Повышение эффективности работы котельной // Студенческий научный форум: Материалы X Международ. студенческой науч. конф. [Электрон. ресурс] [www.scienceforum.ru/2018/article/2018005762](http://www.scienceforum.ru/2018/article/2018005762) (дата обращения 31.01.2022).
11. **Протокол** совместного заседания Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и Секции по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики Научного совета РАН по комплексным проблемам в энергетике на тему: «Особенности интеграции и перспективы эффективного использования объектов распределенной генерации в электроэнергетической системе России».
12. **Приказ** Минэнерго России № 88 от 26 февраля 2021 г. «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2021—2027 годы».
13. **Годовой отчет** ПАО «Мосэнерго» за 2020 г.
14. **Махнутин А.К., Кавалеров Б.В.** О вопросах применения газотурбинных установок и парогазовых установок в энергетике // Вестник Пермского национального исследовательского политехн. ун-та. Серия «Электротехника, информационные технологии, системы управления». 2015. № 15. С. 84—96.
15. **Газотурбинные** установки с утилизацией тепловой энергии // Энергосовет. 2009. № 4(4). С. 31—34.
16. **Боровков В.М., Бородин О.А.** Перевод отопительных и промышленных котельных в режим мини-ТЭЦ, как способ повышения их надежности // Надежность и безопасность энергетики. 2009. №. 2(5). С. 47—56.
3. **Lachkov G.G. i dr.** Effektivnost' Primeneniya Gazovykh Mini-TETS v Energodefitsitnom Regione. Vestnik Irkutskogo Gos. Tekhn. Un-ta. 2015;9(104):146—151. (in Russian).
4. **Filippov S.P., Dil'man M.D.** Perspektivy Ispol'zovaniya Kogeneratsionnykh Ustanovok pri Rekonstruktsii Kotel'nykh. Promyshlennaya Energetika. 2014;4:7—11. (in Russian).
5. **Malyarenko V.A. i dr.** Tendentsii modernizatsii Ob'ektov Maloy Energetiki na Baze Kogeneratsii. Polzunovskiy Vestnik. 2013;4—3:131—137. (in Russian).
6. **Churashev V.N., Markova V.M.** Mini-TETS — Perspektivnoe Napravlenie Razvitiya Energetiki. Aktual'nye Problemy Razvitiya Novosibirskoy Oblasti. Ch. 1. 2014:138—161. (in Russian).
7. **Sednin V.A., Rayko D.M., Levin V.M.** K Voprosu o Povyshenii Effektivnosti Otopitel'nykh Kotel'nykh i Mini-TETS. Energiya i Menedzhment. 2015;1:1—17. (in Russian).
8. **Munts V.A. i dr.** Modernizatsiya Sushchestvuyushchikh Proizvodstvennykh Kotel'nykh v Mini-TETS. Novosti Teplosnabzheniya. 2005;4:67—70. (in Russian).
9. **Toplivno-energeticheskiy Kompleks (TEK) g. Moskvy.** [Elektron. Resurs] [www.mosenergoinform.ru/mosteplo/mosteplo.htm](http://www.mosenergoinform.ru/mosteplo/mosteplo.htm) (Data Obrashcheniya 31.01.2022). (in Russian).
10. **Kulikova S.E., Gotuleva Yu.V., Sukonkina Yu.Yu.** Povyshenie Effektivnosti Raboty Kotel'noy. Studencheskiy Nauchnyy Forum: Materialy X Mezhdunar. Studencheskoy Nauch. Konf. [Elektron. Resurs] [www.scienceforum.ru/2018/article/2018005762](http://www.scienceforum.ru/2018/article/2018005762) (Data Obrashcheniya 31.01.2022). (in Russian).
11. **Protokol** Sovmestnogo Zasedaniya Nauchno-tekhnicheskoy Kollegii NP «NTS EES» i Seksii po Problemam Nadezhnosti i Bezopasnosti Bol'shikh Sistem Energetiki Nauchnogo Soveta RAN po Kompleksnym Problemam v Energetike na Temu: «Osobennosti Integratsii i Perspektivy Effektivnogo Ispol'zovaniya Ob'ektov Raspredelennoy Generatsii v Elektroenergeticheskoy Sisteme Rossii». (in Russian).
12. **Prikaz** Minenergo Rossii № 88 ot 26 Fevralya 2021 g. «Skhema i Programma Razvitiya Edinoy Energeticheskoy Sistemy Rossii na 2021—2027 Gody». (in Russian).
13. **Godovoy** Otchet PAO «Mosenergo» za 2020 g. (in Russian).
14. **Makhnutin A.K., KavaleroV B.V.** O voprosakh Primeneniya Gazoturbinnnykh Ustanovok i Parogazovykh Ustanovok v Energetike. Vestnik Permskogo Natsional'nogo Issledovatel'skogo Politekhn. Un-ta. Seriya «Elektrotehnika, Informatsionnye Tekhnologii, Sistemy Upravleniya». 2015. № 15:84—96. (in Russian).
15. **Gazoturbinnnye** Ustanovki s Utilizatsiey Teplovoy Energii. Energosoвет. 2009;4(4):31—34. (in Russian).
16. **Borovkov V.M., Borodina O.A.** Pervod Otopitel'nykh i Promyshlennykh Kotel'nykh v Rezhim Mini-TETS, kak Sposob Povysheniya Ikh Nadezhnosti. Nadezhnost' i Bezopasnost' Energetiki. 2009;2(5):47—56. (in Russian).

17. **Механические** потери турбины [Электрон. ресурс] [www.vdvizhke.ru/sudovye-parovye-turbiny/poteri-v-turbine-i-kpd-turbinnoj-ustanovki/mehanicheskie-poteri-turbiny.html](http://www.vdvizhke.ru/sudovye-parovye-turbiny/poteri-v-turbine-i-kpd-turbinnoj-ustanovki/mehanicheskie-poteri-turbiny.html) (дата обращения 31.01.2022).

18. **Постановление** Правительства Российской Федерации № 43 от 25 января 2019 г. «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций».

19. **Основные** технические требования к паровым турбинам и их характеристики [Электрон. ресурс] [www.helpiks.org/4-77745.html](http://www.helpiks.org/4-77745.html) (дата обращения 31.01.2022).

20. **Ключевая** ставка Банка России [Электрон. ресурс] [www.cbr.ru/hd\\_base/KeyRate/](http://www.cbr.ru/hd_base/KeyRate/) (дата обращения 31.01.2022).

21. **Оптовые** цены на газ и плата за снабженческо-сбытовые услуги [Электрон. ресурс] [www.gazmsk.ru/consumers/legal/tseny-i-tarify/](http://www.gazmsk.ru/consumers/legal/tseny-i-tarify/) (дата обращения 31.01.2022).

17. **Mekhanicheskie** Poteri Turbiny [Elektron. Resurs] [www.vdvizhke.ru/sudovye-parovye-turbiny/poteri-v-turbine-i-kpd-turbinnoj-ustanovki/mehanicheskie-poteri-turbiny.html](http://www.vdvizhke.ru/sudovye-parovye-turbiny/poteri-v-turbine-i-kpd-turbinnoj-ustanovki/mehanicheskie-poteri-turbiny.html) (Data Obrashcheniya 31.01.2022). (in Russian).

18. **Postanovlenie** Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii № 43 ot 25 Yanvarya 2019 g. «O Provedenii Otborov Proektov Modernizatsii Generiruyushchikh Ob'ektov Teplovykh Elektrostantsiy». (in Russian).

19. **Osnovnye** Tekhnicheskie Trebovaniya k Parovym Turbinam i Ikh Kharakteristiki [Elektron. Resurs] [www.helpiks.org/4-77745.html](http://www.helpiks.org/4-77745.html) (Data Obrashcheniya 31.01.2022). (in Russian).

20. **Klyuchevaya** Stavka Banka Rossii [Elektron. Resurs] [www.cbr.ru/hd\\_base/KeyRate/](http://www.cbr.ru/hd_base/KeyRate/) (Data Obrashcheniya 31.01.2022). (in Russian).

21. **Optovye** Tseny na Gaz i Plata za Snabzhenchesko-sbytovye Uslugi [Elektron. Resurs] [www.gazmsk.ru/consumers/legal/tseny-i-tarify/](http://www.gazmsk.ru/consumers/legal/tseny-i-tarify/) (Data Obrashcheniya 31.01.2022). (in Russian).

#### Сведения об авторах:

**Габдушев Дмитрий Маратович** — студент кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: [GabdushevDM@mpei.ru](mailto:GabdushevDM@mpei.ru)

**Охлопков Андрей Владимирович** — начальник службы экспертизы и технического развития (СЭТР) ПАО «Мосэнерго», e-mail: [OhlopkovAV@mosenergo.ru](mailto:OhlopkovAV@mosenergo.ru)

**Габдушев Руслан Жамангараевич** — кандидат технических наук, доцент кафедры теоретических основ теплотехники и гидромеханики Самарского государственного технического университета, e-mail: [gabduschew@mail.ru](mailto:gabduschew@mail.ru)

**Ванин Артем Сергеевич** — кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: [VaninAS@mpei.ru](mailto:VaninAS@mpei.ru)

#### Information about authors:

**Gabdushev Dmitry M.** — Student of Electric Power Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: [GabdushevDM@mpei.ru](mailto:GabdushevDM@mpei.ru)

**Okhlopkov Andrey V.** — Head of the Expertise and Technical Development Service (SETR), PJSC Mosenergo, e-mail: [OhlopkovAV@mosenergo.ru](mailto:OhlopkovAV@mosenergo.ru)

**Gabdushev Ruslan Zh.** — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Theoretical Foundations of Thermal Engineering and Hydromechanics Dept., Samara State Technical University, e-mail: [gabduschew@mail.ru](mailto:gabduschew@mail.ru)

**Vanin Artem S.** — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Electric Power Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: [VaninAS@mpei.ru](mailto:VaninAS@mpei.ru)

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

**Conflict of interests:** the authors declare no conflict of interest

**Статья поступила в редакцию:** 14.02.2022

**The article received to the editor:** 14.02.2022