Integration of ORC Turbines and Thermal Energy Storage Systems to Cover Peak Electricity Demand During the Summer Period in Distributed Energy Supply Systems

Byk F.L., Myshkina L.S., Nasibova E.M.
Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russian Federation

Abstract. The main objective of this study is to assess the effectiveness of Organic Rankine Cycle (ORC) turbines for recovering surplus thermal energy from cogeneration units during the non-heating season. To achieve this objective, the following tasks were addressed: municipal energy supply conditions in countries with extended summer periods were analyzed; international ORC experience was systematized by facility type, heat source, and power range; a conceptual scheme for integrating an ORC turbine with a thermal energy storage (TES) system was developed to smooth fluctuations in the waste-heat profile; and an analytical criterion for the techno-economic feasibility of ORC–TES systems at distributed generation facilities was derived, relating annual waste-heat availability to investment payback. The most important results are as follows: TES integration increases the ORC turbine capacity factor by stabilizing the supplied heat flow while reducing required rated capacity; the generated electricity can cover peak summer air-conditioning loads without increasing equipment loading in the centralized power system; and criteria were formulated for preliminary screening of territories and industrial facilities suitable for such systems. The significance of the obtained results lies in developing a scientifically substantiated approach for converting seasonal waste-heat losses into additional electricity generation without increasing fuel consumption. Unlike previous studies, where thermal storage is mainly used to shift electrical or thermal load profiles, the proposed approach couples TES directly with an ORC turbine to convert otherwise unrecovered non-heating-season heat into electricity and introduces a quantitative payback criterion and a five-criteria procedure for facility selection.
***Keywords*:** Organic Rankine Cycle, non-heating season, waste heat, thermal energy storage, municipal energy supply, low-grade heat recovery, energy efficiency.

DOI: https://doi.org/10.52254/1857-0070.2026.4-72.08
UDC: 621.311

Integrarea turbinelor ORC și a sistemelor de stocare a energiei termice pentru acoperirea vârfurilor de consum electric estival în sistemele distribuite de alimentare cu energie

Bîc F.L., Mîșchina L.CS., Nasibova E.M.
Universitatea Tehnică de Stat din Novosibirsk
Novosibirsk, Federația Rusă

Rezumat. Obiectivul principal al acestui studiu constă în evaluarea eficienței turbinelor cu ciclu organic Rankine (ORC) în valorificarea surplusului de energie termică provenit de la unitățile de cogenerare în afara sezonului de încălzire. Pentru atingerea acestui obiectiv, au fost abordate următoarele aspecte: analiza condițiilor de alimentare cu energie în zonele urbane din țările caracterizate prin perioade estivale prelungite; sistematizarea experienței internaționale privind utilizarea tehnologiei ORC, în funcție de tipul instalației, sursa de căldură și domeniul de putere; elaborarea unei scheme conceptuale de integrare a unei turbine ORC cu un sistem de stocare a energiei termice (TES), în vederea atenuării fluctuațiilor fluxului de căldură reziduală; și formularea unui criteriu analitic pentru evaluarea fezabilității tehnico-economice a sistemelor ORC-TES în instalațiile de generare distribuită, prin corelarea disponibilității anuale a căldurii reziduale cu perioada de recuperare a investiției. Principalele rezultate obținute sunt următoarele: integrarea unui sistem TES contribuie la creșterea factorului de capacitate al turbinei ORC prin stabilizarea fluxului de căldură furnizat și permite reducerea puterii nominale necesare a instalației; energia electrică produsă poate contribui la acoperirea sarcinilor de vârf asociate climatizării în perioada estivală, fără a spori solicitarea echipamentelor din sistemul electroenergetic centralizat; de asemenea, au fost formulate criterii pentru preselecția zonelor geografice și a instalațiilor industriale adecvate implementării acestor sisteme.
Importanța rezultatelor obținute constă în dezvoltarea unei abordări fundamentate științific pentru transformarea surplusului sezonier de căldură reziduală în energie electrică suplimentară, fără creșterea consumului de combustibil. Abordarea propusă presupune integrarea directă a unui sistem de stocare a energiei termice cu o turbină ORC, în vederea valorificării căldurii disponibile în afara sezonului de încălzire, care altfel ar rămâne

© Бык Ф.Л., Мышкина Л.С.,
Насибова Е.М., 2026

neutilizată. Totodată, studiul introduce un criteriu cantitativ bazat pe perioada de recuperare a investiției și o procedură de selecție a instalațiilor, fundamentată pe cinci criterii.
***Cuvinte-cheie*:** ciclu Rankine organic, perioadă de interîncălzire, emisii de căldură, sistem de stocare, alimentare publică cu energie, recuperare de căldură de grad scăzut, eficiență.

Интеграция ORC-турбин и систем накопления тепловой энергии для покрытия пиковой электрической нагрузки летнего периода в распределенных системах энергоснабжения

Бык Ф.Л., Мышкина Л.С., Насибова Е.М.
Новосибирский государственный технический университет
Новосибирск, Российская Федерация

***Аннотация*.** Целью данной работы является оценка эффективности применения турбин органического цикла Ренкина (ORC) для утилизации невостребованной тепловой энергии когенерационных установок в межотопительный период. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи: проанализированы условия функционирования коммунальных систем энергоснабжения стран с продолжительным (летним) периодом; систематизирован международный опыт применения ORC-установок по типам объектов, источникам теплоты и диапазонам мощности производителей; определена принципиальная схема интеграции ORC-турбины с системой накопления тепловой энергии (СНТЭ) для сглаживания неравномерности графика тепловых выбросов; получен аналитический критерий технико-экономической целесообразности внедрения комплекса ORC-СНТЭ на объектах распределенной генерации, связывающий годовой объем тепловых выбросов со сроком окупаемости инвестиций. Наиболее важными результатами, подтверждающими обоснованность предложенного подхода к повышению энергоэффективности коммунального сектора, являются следующие. Показано, что наличие СНТЭ позволяет существенно повысить коэффициент использования установленной мощности ORC-турбины за счет стабилизации подводимого теплового потока при одновременном снижении требуемой номинальной мощности оборудования; установлено, что выработанная электроэнергия может быть направлена на покрытие пиковой летней нагрузки систем кондиционирования без дополнительной загрузки оборудования в централизованной энергосистеме; определены критерии предварительной оценки территорий и промышленных объектов для целесообразного внедрения подобных комплексов. Значимость результатов состоит в разработке научно обоснованного подхода трансформации сезонных потерь тепла в дополнительную выработку электроэнергии без увеличения расхода топлива, что расширяет область экономически эффективного применения технологий низкопотенциальной генерации. В отличие от предшествующих работ, где системы накопления тепла используются главным образом для сдвига графика электрической или тепловой нагрузки во времени, новизна настоящего исследования состоит в целевом сопряжении СНТЭ с ORC-турбиной для преобразования иначе безвозвратно теряемого теплового потока межотопительного периода в товарную электроэнергию, а также в предложенных количественном критерии окупаемости и пятикритериальной процедуре отбора объектов.
Ключевые слова: органический цикл Ренкина, межотопительный период, тепловые выбросы, система накопления, коммунальное энергоснабжение, утилизация низкопотенциальной теплоты, эффективность.

ВВЕДЕНИЕ

В системах коммунального энергоснабжения наблюдается сезонная неравномерность теплопотребления, которая определяет годовой режим загрузки источников тепловой энергии. Продолжительность отопительного периода и интенсивность теплопотребления детерминированы климатическими характеристиками территории. В течение отопительного периода доминирующей составляющей тепловой нагрузки является отопление зданий; в межотопительный период сохраняется нагрузка горячего водоснабжения (ГВС имеет круглогодичный характер).

По принципу организации теплоснабжение подразделяется на централизованное и децентрализованное. В странах с относительно коротким отопительным периодом — менее половины календарного года — возрастает роль индивидуальных и поквартирных систем, в которых производство тепловой энергии для нужд отопления и ГВС осуществляется локально [1]. В качестве источников тепловой энергии в таких системах применяются котлы на газообразном, жидком и твёрдом топливе, электрические водонагреватели, тепловые насосы, установки на биотопливе, солнечные тепловые коллекторы, а также иные устройства, использующие местные энергетические ресурсы [2-7].

Наряду с оборудованием для горячего водоснабжения в межотопительный период

широкое распространение получили электроприёмники для кондиционирования жилых и офисных помещений, обеспечивающие поддержание комфортных параметров микроклимата. Вследствие этого в межотопительный период существенно возрастает электропотребление в коммунальных системах электроснабжения, что влечёт необходимость дополнительной выработки электроэнергии на собственных электростанциях либо её импорта из энергосистем сопредельных государств

Следствием описанных процессов является сближение летнего максимума электрической нагрузки с зимним или его превышение над последним [8–10], что повышает требования к манёвренным мощностям, резервам энергосистемы и пропускной способности электрических сетей [11,12]. Международный опыт свидетельствует о том, что в периоды пиковых нагрузок увеличивается загрузка тепловых электростанций с наиболее высоким удельным расходом топлива [13–15]. Показательным примером служит Индия, где максимум электрической нагрузки увеличился с 148 ГВт в 2014 году до 270 ГВт в 2026 году [16], при этом суммарная мощность электроприемников для охлаждения составила около 90 ГВт [17]. Так, 21 мая 2026 г. при прохождении вечернего пика нагрузки загрузка угольных ТЭС составила около 92%. При этом системы кондиционирования установлены менее чем в 20 % домохозяйств, что указывает на значительный потенциал дальнейшего роста нагрузки охлаждения.

Дополнительным фактором, обуславливающим повышение требований к управляемой генерации, является увеличение доли стохастических возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ), прежде всего солнечных и ветровых электростанций [18–19]. Рост удельной доли ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии повышает требования к источникам, имеющим гарантированную мощность [21,22], а также к использованию механизма управление спросом [23].

Для снижения последствий роста летней электрической нагрузки в различных мировых исследованиях рассматривается ряд взаимосвязанных подходов. В [11] предложено использовать тепловую инерцию здания и управляемое изменение температурных уставок систем отопления, вентиляции и кондиционирования для снижения или смещения нагрузки без полного отключения оборудования. Авторы [24] предлагают автоматизированное управление кондиционированием в коммерческих зданиях с учетом прогноза цены на электроэнергию и потребности в охлаждении. В работе [25] обосновывается целесообразность агрегирования систем кондиционирования промышленных, коммерческих и жилых потребителей в управляемые кластеры, способные предоставлять услуги по снижению пиковой нагрузки

Отдельное направление исследований связано с использованием систем накопления энергии [12,26,27]. В работе [12] предложена концепция предварительного охлаждения зданий с аккумулированием холода в баках с охлаждённой водой, обеспечивающая согласование нагрузки кондиционирования с графиком выработки солнечных электростанций. Авторы [27] рассматривают совместное применение системы накопления электрической энергии (СНЭЭ) и накопителей холода в зданиях: СНЭЭ обеспечивают снижение общего максимума электрической нагрузки, а накопитель холода переносит во времени нагрузку кондиционирования.

Рассмотренные подходы ориентированы преимущественно на управление спросом со стороны потребителя — снижение или перераспределение нагрузки во времени. Вместе с тем в межотопительный период сохраняется нагрузка ГВС, для покрытия которой источниками тепловой энергии формируется устойчивый тепловой поток. В существующих исследованиях недостаточно проработана возможность использования данного потока в качестве ресурса для производства электрической энергии.

В связи с изложенным в работе предлагается рассмотреть использование турбины на базе органического цикла Ренкина (ORC-турбина) как технического средства, позволяющего связать сохраняющуюся тепловую нагрузку межотопительного периода с производством электрической энергии, востребованной для покрытия части электрической нагрузки. Основное внимание в исследовании уделяется оценке эффективности применения ORC-турбины в условиях межотопительного периода, а также определению топливного эффекта, возникающего вследствие

замещения части выработки электроэнергии на неэффективных пиковых тепловых электростанциях.

Объектом исследования являются системы коммунального энергоснабжения территорий с продолжительным межотопительным периодом и высоким спросом на охлаждение.

Цель исследования заключается в оценке эффективности применения ORC-турбин в системах коммунального энергоснабжения в межотопительный период.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать условия функционирования коммунальных систем энергоснабжения в странах с продолжительным межотопительным периодом;
- систематизировать международный опыт применения ORC-установок по типам объектов, источникам теплового потока, производителям и диапазонам мощности;
- определить величину топливного эффекта от применения ORC-турбины, обеспечивающей замещение части выработки электроэнергии на крупных ТЭС.

МЕТОДЫ, РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

I. Сравнительный анализ условий функционирования коммунальных систем энергоснабжения Различных Стран

В данном разделе проведено сопоставление стран по следующим критериям: продолжительность отопительного периода, степень развития централизованного теплоснабжения (СЦТ), способы подготовки горячей воды, соотношение сезонных максимумов электрической нагрузки, распространенность систем кондиционирования и доля возобновляемых источников энергии в структуре электроэнергии.

Целью анализа является выявление стран, для которых применение органических циклов Ренкина (ORC-турбин) наиболее актуально и экономически целесообразно.

Анализ показал, что в странах с относительно коротким отопительным периодом развитие СЦТ ограничено крупными городскими центрами и зонами плотной застройки.

Иллюстрацией служат следующие примеры: в Молдове системы СЦТ развиты преимущественно в Кишинёве и Бельцах; в Венгрии — в Будапеште; в Сербии — в Белграде, Нови-Саде и Панчев. СЦТ [28,29]. Такое пространственное ограничение объясняется экономическими факторами: при низкой плотности тепловой нагрузки и малом числе часов отопительного периода создание крупномасштабных источников тепловой энергии и протяженных тепловых сетей становится экономически неэффективным. Следствием этого является широкое распространение индивидуальных и домовых систем теплоснабжения, обеспечивающих значительную часть теплового спроса зданий.

Важно отметить, что наличие СЦТ не всегда означает централизованное покрытие нагрузки горячего водоснабжения. В ряде стран СЦТ ориентированы преимущественно на отопление, в то время как ГВС обеспечивается домовыми или индивидуальными установками.

Такая ситуация характерна для Молдовы и Сербии. Например, в Сербии подготовка горячей воды осуществляется только в 5 СЦТ из 60 [30].

В странах с развитым централизованным теплоснабжением продолжительность отопительного периода устанавливается включением и отключения отопления, что определяется температурой наружного воздуха.

Напротив, в странах без централизованного теплоснабжения или с его ограниченным распространением потребители самостоятельно определяют длительность отопительного сезона, руководствуясь индивидуальными требованиями к температурному комфорту, погодными условиями и стоимостью энергоресурсов.

Анализ таблицы 1 подтвердил исходную гипотезу о наличии территорий, для которых характерно сочетание продолжительного межотопительного периода с высокой долей индивидуальных и домовых электрических систем ГВС и систем кондиционирования, что обусловливает повышенное электропотребление в летний период.

Таблица 1.

Сравнительная характеристика условий функционирования коммунальных систем энергоснабжения.

Table 1.

Comparative Characteristics of Operating Conditions for Municipal Energy Supply Systems.

Страна (Country)	Молдова (Moldova)	Венгрия (Hungary)	Румыния (Romania)	Сербия (Serbia)	Польша (Poland)	Грузия (Georgia)	Бельгия (Belgium)	Италия (Italy)	Россия (Russia)
Длительность межотопительного периода, % от года (Duration of the non-heating season, % of the year)	50-60 [31,32]	~50 [33]	45-50	~50 [33]	~50 [33]	~60	~50 [33]	50-70, [34]	45-75
Доля жилищного фонда, подключенного к СЦТ, % (Share of residential buildings connected to district heating systems, %)	46 [35]	14.4 [36]	10.5 [37,38]	20.7 [39]	44.9 [40]	0	0	15.4 [41]	72.1 [42]
ГВС из СЦТ, % (Domestic hot water supplied by district heating systems, %)	4 [43]	13 [36]	9 [44]	2.5 [39]	78	0 [45]	0 [46]	1.8 [47]	61.3 [42]
Индивидуальная подготовка ГВС, в том числе: (Individual domestic hot water preparation, including:)	96	87	91	97.5	22	100	100	98.2	38.7
электрические котлы и бойлеры, тепловые насосы, % (Electric boilers, electric water heaters, and heat pumps, %)	34	н/д	н/д	86.8	22	21.7	24.1	13.2	33.1
котлы, сжигающие природный газ, уголь, мазут, % (Natural gas-, coal-, and fuel oil-fired boilers, %)	58	н/д	н/д	-	-	77.7	75.9	65.8	н/д
установки на биотопливе, % (Biomass-fired systems, %)	-	н/д	н/д	9.1	-	17.8	-	19.2	н/д
солнечные коллекторы, % (Solar thermal collectors, %)	-	н/д	н/д	-	-		-		н/д
другое, % (Other, %)	4	н/д	н/д	1.6	-	-	-	-	5.6
Соотношение максимальной летней и зимней электрической нагрузки, о.е. (Ratio of maximum summer to winter electricity demand, p.u.)	0.85-0.95	0.88-0.95	0.92-0.96	0.82-0.9	0.77-0.8	1.03-1.04	0.92	1.06-1.12	0.7-1.2
Доля домохозяйств, оснащенных электроприборами для охлаждения, % (Share of households equipped with air-conditioning appliances, %)	6.1 [48]	27.75 [49]	32 [50]	36.3 [39]	-	17.5 [45]	23.8 [46]	56 [51]	53 [42]
Доля ВИЭ в покрытии спроса на электроэнергию (с учетом гидроэнергетики), % [52] (Share of renewable energy sources in electricity generation ((including hydropower)), %)	11	35	47	28	32	80	39	49	17

Для определения целесообразности и технической возможности использования ORC-турбин страны были проанализированы по трем ключевым признакам.

Первый признак характеризует степень развития СЦТ и участие источников централизованного теплоснабжения в покрытии спроса ГВС. Если горячее водоснабжение входит в функции СЦТ, то в межотопительный период сохраняется тепловая нагрузка на централизованных источниках энергии, создавая предпосылки для эффективной работы ORC-турбины.

Второй признак отражает структуру индивидуальной подготовки горячей воды. Необходимо различать два подхода: электрические способы подготовки ГВС (электробойлеры, тепловые насосы), которые увеличивают годовую электрическую нагрузку, и источники теплоты, получаемой за счет сжигания углеводородного топлива, биотоплива и иных энергоресурсов. Последние представляют потенциальный источник теплового потока для преобразования в электроэнергию на ORC-установках.

Третий признак оценивает значимость спроса на электроэнергию, включая потребности кондиционирования. Чем выше доля выработки электроэнергии из возобновляемых источников энергии (ВИЭ), тем выше ценность дополнительной управляемой генерации электроэнергии распределенных источников.

На основе проведенного анализа выделены три группы стран.

Первая группа включает Молдову, Грузию, Бельгию и Италию. Для этих стран характерны: высокая доля индивидуальной подготовки ГВС с использованием углеводородного топлива; летний максимум электрической нагрузки, превышающий зимний (Грузия, Италия) или сопоставимый с ним (Молдова, Бельгия). В этих условиях ORC-турбина может функционировать как локальный управляемый источник электроэнергии, использующий тепловой поток от топливных источников ГВС в межотопительный период.

Вторая группа включает Венгрию, Румынию и Польшу, где участие СЦТ в покрытии спроса ГВС явно выражено. Для этих стран применение ORC-турбин целесообразно в интеграции с централизованными источниками тепловой энергии, обеспечивающими ГВС в межотопительный период.

Особый случай – Сербия: ограниченное участие СЦТ в подготовке ГВС сочетается с высокой долей электрических котлов, бойлеров и тепловых насосов. Это усиливает электрическую нагрузку, но не создает необходимый тепловой поток для эффективного применения ORC-турбин.

II. Современное состояние применения установок органического цикла Ренкина в коммунальной энергетике

Установки органического цикла Ренкина (Organic Rankine Cycle, ORC) предназначены для преобразования теплоты в электрическую энергию за счет испарения низкокипящего органического рабочего тела, расширения его пара в турбине или другом расширительном устройстве и последующей конденсации в замкнутом цикле [53–55].

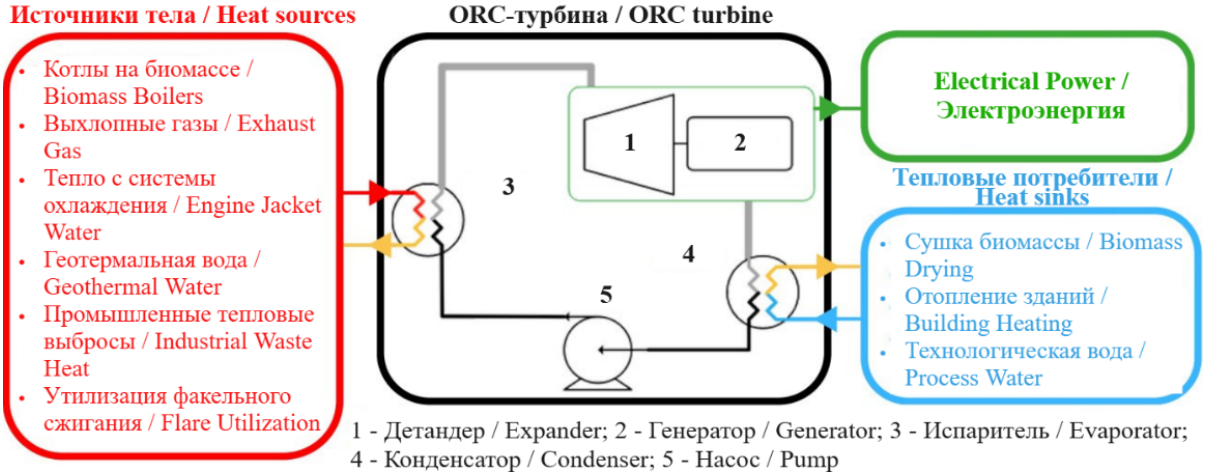


Рис. 1. Принципиальная схема утилизации сбросного тепла на базе ORC-турбины.
Fig. 1. Schematic diagram of an ORC-based waste heat recovery system.

Применение органического рабочего тела позволяет использовать источники теплоты с более низким температурным уровнем, чем в классических паротурбинных установках на водяном паре. Нижняя температурная граница зависит от типа рабочего тела, температуры обратной сетевой воды или другой среды, используемой для охлаждения конденсатора, расхода теплоносителя [56,57]. В лабораторных условиях работоспособность ORC-турбины была достигнута при температуре источника теплоты менее 50 °C [58], но для коммерческих ORC-турбин температура варьируется в диапазоне 70–150 °C [54], таблица 2.

Эффективность преобразования теплоты в электрическую энергию составляет 15–25% [59–62], при этом суммарная эффективность установки определяется также полезным использованием теплоты в системе теплоснабжения или технологическом процессе после цикла и может достигать 90% [63,64]. По данным [65] энергетический баланс может включать 16–20 % электрической энергии, 78–82 % полезной теплоты и около 2 % потерь.

Наряду с энергетической эффективностью существенное значение имеют режимные характеристики ORC-турбины. В [66] для ORC указывается возможность работы при нагрузке порядка 10–15 % от номинальной, скорость набора мощности – 15–30 %/мин [67]. По данным Turboden, ORC-турбины данного производителя могут работать в диапазоне 10–110 % номинальной нагрузки; при 50 % нагрузки фактическая эффективность составляет около 90 % номинальной, при 30 % нагрузки – около 80 %.

По состоянию на начало 2020-х гг. в мире насчитывалось около 2900 ORC-установок, [55], а число производителей таких установок превышало 30, что позволяет рассматривать ORC как коммерчески освоенное направление малой и средней распределенной генерации.

Характеристики ORC-турбин различных производителей, приведенные в таблице 2, демонстрируют диапазон мощностей, позволяющий применять эти установки в коммунальной энергетике совместно с индивидуальными, домовыми и централизованными источниками теплоты.

Таблица 2.

Характеристики ORC-турбин различных производителей.

Table 2.

Comparison of ORC Turbines from Different Manufacturers.

Характеристика (Characteristic)	УГК-Энергетика	Turboden	Exergy International	Againity	ElectraTherm
Страна производства (Country of manufacture)	Россия (Russia)	Италия (Italy)	Италия (Italy)	Швеция (Sweden)	США (USA)
Электрическая мощность, МВт (Electrical output, MW)	1; 2,5; 5	0,6– 40	1,1; 1,4; 2,4; 5	0,05–10	0,075
Температура теплоносителя на входе, °C (Heat source inlet temperature, °C)	90-100	>100	>80	>80	>70
Срок службы, часы (Service life, hours)	200 000	220 000	н/д	н/д	175000
Количество реализованных проектов, шт. (Number of implemented projects)	>5	>450	>60	>60	>100

Международная практика показывает, что ORC-турбины успешно интегрируются с установками на биомассе, геотермальными источниками, мусоросжигательными заводами, объектами утилизации отходящего тепла сточных вод и промышленных процессов, газопоршневыми, газотурбинными и дизельными энергетическими установками [54,68,69].

При этом структура внедрений неоднородна [55]: наибольшая установленная мощность связана с геотермальной энергетикой, тогда как по числу объектов заметную роль играют установки на биомассе, промышленные энергетические объекты, системы утилизации теплоты технологических процессов, установки на

отходах, газопоршневые и газотурбинные агрегаты (таблица 3).

В научной литературе исследования ORC-турбина развиваются в трех основных направлениях.

Таблица 3.

Примеры применения ORC-турбин .

Table 3.

Examples of ORC Turbine Applications.

Расположение (Location)	Эл. мощность, МВт (Electrical output, MW)	Год (Year)	Источник тепловой энергии (Heat source[1])
Roeselare, Belgium	3	2008	Мусоросжигающий завод (municipal solid waste incineration plant)
Mezzana Bigli, Italy	0.5	2008	ДЭС: 1 × 8 МВт (diesel engine 1 × 8 MW)
Pisticci, Italy	1.8	2010	ДЭС: 3 × 8 МВт (diesel engine 3 × 8 MW)
Rosetown, Canada	1	2011	ГТУ 1 × 3.5 МВт (gas turbine 1 × 3.5 MW)
Espoo, Finland	1.3	2011	ГПУ 4 × 4 МВт (gas engines 4 × 4 MW)
Dürrnhaar, Germany	5.6	2012	Геотермальный источник (geothermal source)
Portogruaro, Italy	0.5	2012	ДЭС: 1 × 7 МВт (diesel engine 1 × 7 MW)
Senden, Germany	0.7	2012	ГПУ: 2 × 2 МВт (gas engines 2 × 2 MW)
Chivasso, Italy	1	2012	ДЭС: 1 × 17 МВт (diesel engine 1 × 17 MW)
Pisticci Scalo, Italy	4	2012	ДЭС: 2 × 17 МВт (diesel engine 2 × 17 MW)
Sauerlach, Germany	5	2013	Геотермальный источник (geothermal source)
Kirchstockach, Germany	5.6	2013	Геотермальный источник (geothermal source)
Riesa, Germany	2.7	2013	Теплота от электродуговой сталеплавильной печи (waste heat from an electric arc furnace)
Pescara, Italy	0.7	2013	ДЭС: 1 × 8 МВт (diesel engine 1 × 8 MW)
Nantes, France	2.7	2014	Мусоросжигающий завод (municipal solid waste incineration plant)
Targovishte, Bulgaria	5	2015	Теплота от электродуговой сталеплавильной печи (waste heat from an electric arc furnace)
Brescia, Italy	2.2	2016	Теплота от электродуговой сталеплавильной печи (waste heat from an electric arc furnace)
Brønderslev, Denmark	3.8	2018	Гелиоконцентратор, 2 биогазовых котла (Solar concentrator and two biogas-fired boilers)
Cremona, Italy	7	2018	Теплота от электродуговой сталеплавильной печи (waste heat from an electric arc furnace)
Płock, Poland	1.2	2018	Мусоросжигающий завод (municipal solid waste incineration plant)
Sriperumbudur, India	1.2	2019	Теплота от электродуговой сталеплавильной печи (waste heat from an electric arc furnace)
Antwerp, Belgium	0.7	2019	ГПУ: 4 × 3.3 МВт (gas engines 4 × 3.3 MW)
Eclépens, Switzerland	1.3	2020	Технологический процесс на цементном заводе (industrial process at a cement plant)
Odayeri, Turkey	2.3	2020	ГПУ: 12 × 1.4 МВт (gas engines 12 × 1.4 MW)
Hodzhaabad, Uzbekistan	1	2021	ГТУ: 3 × 15 МВт (gas turbine 3 × 15 MW)
Komurcuoda, Turkey	4.6	2022	ГПУ: 20 × 1.4 МВт + 4 × 1.2 МВт (gas engines 20 × 1.4 MW + 4 × 1.2 MW)
Bucharest, Romania	1.2	2023	Тепло сточных вод (wastewater heat)
York, United Kingdom	1.3	2023	Котел, сжигающий RDF-топливо (RDF-fired boiler (refuse-derived fuel))
Allmendingen, Germany	н/д; 5 модулей	2024	Технологический процесс на цементном заводе (Industrial process at a cement plant)

Примечание 1: ГТУ – газотурбинная установка, ГПУ – газопоршневая установка, ДЭС – дизельная электростанция

Первое направление сосредоточено на термодинамическом анализе цикла, выборе оптимального рабочего тела и оценке влияния температуры источника теплоты и условий конденсации на электрическую эффективность установки [54,70]. Второе направление ориентировано на применение ORC-турбины в составе локальных энергосистем совместно с различными источниками энергии [57,71]. В таких исследованиях ORC рассматривается как компонента годового баланса мощности и энергии: анализируется годовая выработка электроэнергии, коэффициент использования установленной мощности, возможность полезного использования остаточной теплоты [69,72,73]. Третье направление связано с интеграцией ORC в гибридные энергосистемы с возобновляемыми источниками энергии [74–76]. В таких системах фотоэлектрические и ветроэнергетические установки обеспечивают электрическую генерацию, а ORC-турбина функционирует как преобразователь тепловых потоков от солнечных коллекторов, биомассы, геотермальных источников, тепловых аккумуляторов или газопоршневых установок.

Анализ существующих публикаций по данной тематике показывает, что вопросы режимов функционирования ORC-турбин в системах коммунального энергоснабжения рассматривается ограниченно и изучены недостаточно. В ряде исследований ORC-турбина включается в состав интегрированных систем, где предусматривается перераспределение теплового потока между производством электроэнергии, горячим водоснабжением, охлаждением, и сезонным накоплением теплоты [77–79]. В отдельных исследованиях [57] для определения установленной мощности ORC-турбины учитываются температурный график СЦТ и тепловая нагрузка.

Особый интерес представляют энергосистемы, в которых тепловой поток возникает как побочный продукт при производстве электрической энергии. Такие условия характерны для территорий с развитым когенерационным теплоснабжением, включая Данию, Швецию, Финляндию и ряд стран Центральной Европы [80,81]. Аналогичные возможности формируются в российских локальных энергосистемах промышленных, коммунальных и агропромышленных объектов, где газопоршневые установки используются для покрытия собственных электрических нагрузок [82,83].

Дальнейшая оценка эффективности и экономической целесообразности применения ORC-турбин проводится для систем СЦТ с когенерационными источниками, в которых в межотопительный период образуется невостребованная теплота, пригодная для преобразования в электрическую энергию без дополнительного расхода топлива на ее производство.

III. Эффективность применения ORC-турбин Для Утилизации тепловых выбросов

В системах с газопоршневыми установками (ГПУ) тепловые выбросы возникают вследствие несовпадения графиков электрической и тепловой нагрузок. Газопоршневая установка производит электрическую энергию в соответствии с потребностями электроснабжения, тогда как тепловая энергия отпускается как побочный продукт когенерационного процесса. В межотопительный период, когда тепловая нагрузка снижается до уровня горячего водоснабжения (ГВС), составляющего примерно 20–30% зимнего максимума, значительная часть произведенной теплоты остается невостребованной (рисунок 2).

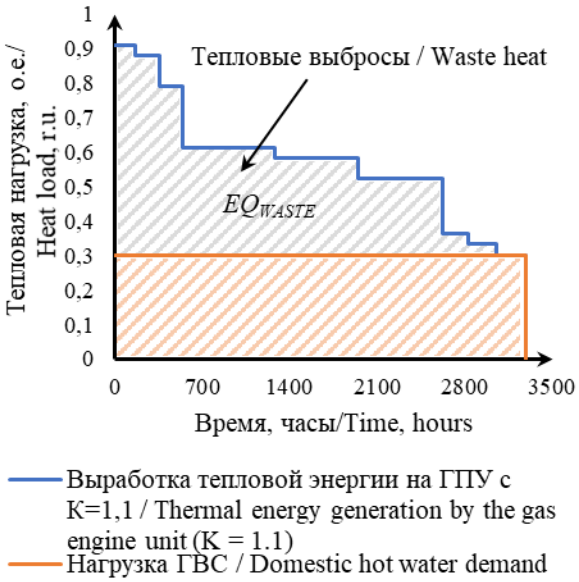


Рис. 2. График выработки тепловой энергии ГПУ по продолжительности

Fig. 2. Thermal energy generation duration curve for the gas engine unit.

По авторским оценкам, в зависимости от соотношения спроса на энергию годовые тепловые выбросы могут достигать 20% от полной годовой тепловой выработки когенерационной установки, что представляет существенные потери в энергоэффективности и экологические последствия.

Энергия тепловых выбросов за расчетный период может быть определена по выражению (1). Выражение (1) справедливо для режимов работы, при которых попутная тепловая энергия ГПУ превышает нагрузку горячего водоснабжения.

$$EQ_{WASTE} = EP_{GPU} \cdot K - EQ_{HW} \quad (1)$$

где, EP_{GPU} – выработка электрической энергии на ГПУ, МВтч; K – коэффициент когенерации ГПУ, о.е; EQ_{HW} – спрос на тепловую энергию для горячего водоснабжения, МВтч.

Использование ORC-турбины изменяет структуру энергетического баланса системы: установка одновременно выполняет двойственную функцию — теплоприемника для утилизации тепловых выбросов и источника дополнительной электрической энергии. Объем вырабатываемой дополнительной электроэнергии определяется по следующему соотношению:

$$EP_{ORC} = EQ_{WASTE} \cdot \eta_{ORC} \quad (2)$$

где EQ_{WASTE} – тепловые выбросы от ГПУ, МВтч; η_{ORC} – КПД ORC-турбины, о.е.

Производимая ORC-турбиной электроэнергия может компенсировать часть возросшей электрической нагрузки в межотопительный период, включая системы кондиционирования воздуха, электробойлеры для подготовки горячей воды и тепловые насосы.

Важно отметить, что если указанная нагрузка ранее полностью покрывалась центральной энергосистемой, то выработка ORC-турбины позволяет снизить производство электроэнергии на крупных тепловых электростанциях, особенно на менее эффективных конденсационных энергоблоках с высоким удельным расходом условного топлива (УРУТ).

Наибольший системный эффект достигается в сценариях, где одновременно имеются значительные тепловые выбросы и возможность замещения неэффективной генерации с высоким удельным расходом топлива.

Мощность тепловых выбросов определяется режимом работы ГПУ и текущей нагрузкой ГВС, поэтому она может существенно изменяться во времени, тогда как ORC-турбина имеет ограниченный диапазон регулирования. С учетом данных, приведенных в разделе II, в настоящем исследовании принимается, что эффективная работа установки возможна в диапазоне от 50 до 100 % номинальной электрической мощности. Кроме того, при подаче теплового потока в ORC-турбину установленная мощность оборудования должна выбираться с учетом максимальных значений тепловых выбросов. В этом случае при снижении теплового потока установка будет работать с пониженной загрузкой или отключаться, что уменьшает коэффициент использования установленной мощности. Поэтому требуется техническое решение, обеспечивающее согласование неравномерного графика тепловых выбросов с допустимым режимом работы ORC-турбины.

В качестве решения предлагается интегрировать систему накопления тепловой энергии (СНТЭ), которая перераспределяет невостребованную теплоту во времени и стабилизирует тепловой поток в ORC-турбину. Функционирование такой системы основано на следующей логике работы (рисунок 3):

- Режим накопления: В периоды, когда текущая мощность тепловых выбросов превышает тепловую мощность, требуемую для номинальной работы ORC-турбины, избыток теплоты направляется в тепловой аккумулятор.
- Режим компенсации: В периоды снижения тепловых выбросов ниже расчетной величины накопитель автоматически компенсирует дефицит теплоты и обеспечивает поддержание требуемой нагрузки на ORC-турбине.

Совместное использование системы накопления тепловой энергии и ORC-турбины обеспечивает следующие технические преимущества:

1. Оптимизация установленной мощности: Мощность ORC-турбины определяется не по максимальным импульсам тепловых выбросов, а по сглаженному (средневзвешенному) тепловому потоку за

расчетный период, что позволяет значительно снизить капитальные затраты на оборудование.

2. Повышение КИУМ: ORC-турбина работает с более равномерной и стабильной загрузкой, близкой к номинальной мощности (рисунок 3), что повышает годовую выработку электроэнергии и снижает удельные эксплуатационные затраты.

3. Повышение надежности: Стабилизация теплового потока обеспечивает более предсказуемые режимы работы турбины и снижает риск преждевременного износа оборудования.

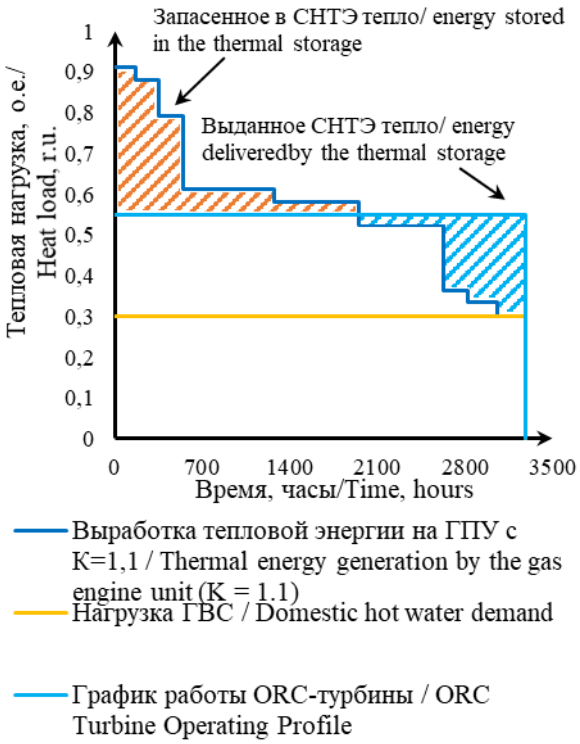


Рис. 3. Использование СНТЭ для перераспределения тепловых выбросов.
Fig. 3. Use of a heat storage system for the redistribution of waste heat.

Энергоемкость СНТЭ должна быть достаточной для компенсации разности между текущей мощностью тепловых выбросов и расчетной тепловой мощностью, подводимой к ORC-турбине.

Экономическая целесообразность применения ORC-турбины и СНТЭ определяется достижением неотрицательной чистой приведенной стоимости за допустимый срок возврата инвестиций. Капитальные затраты (*CAPEX*) включают стоимость ORC-турбины и системы накопления тепловой энергии. Годовой денежный поток (*CF*) формируется за счет реализации дополнительной электрической энергии (ΔC_{EP}), произведенной ORC-турбиной, и уменьшается на эксплуатационные расходы оборудования (*OPEX*).

$$CF = \Delta C_{EP} - OPEX \quad (3)$$

$$\Delta C_{EP} = EP_{ORC} \cdot c_E \quad (4)$$

где c_E – цена 1 МВтч электрической энергии, руб./МВтч.

Доход от дополнительного отпуска электрической энергии за вычетом операционных расходов, должен обеспечивать полное возмещение капитальных затрат. Экономический критерий применения ORC-турбины для утилизации тепловых выбросов может быть сформулирован в виде условия неотрицательности NPV (5):

$$\sum_{i=1}^{t} \frac{CF_i}{(1+e)^i} \geq CAPEX \quad (5)$$

где t – допустимый срок возврата инвестиций, годы; e – ставка дисконтирования денежных потоков, о.е.; i – порядковый номер года.

При условии постоянства денежных потоков *CF* из выражений (2), (4) и (5) можно определить минимальное критическое значение годовых тепловых выбросов, при котором проект обеспечивает возврат инвестиций за допустимый срок.

$$EQ_{WASTE}^{min} = \frac{\frac{CAPEX}{\sum_{i=1}^{t} \frac{1}{(1+e)^i}} + OPEX}{\eta_{ORC} \cdot c_E} \quad (6)$$

Минимальный объем тепловых выбросов, необходимый для экономического обоснования проекта, снижается при увеличении КПД ORC-турбины, повышении цены электрической энергии, удлинении межотопительного периода, что повышает КИУМ установки и, следовательно, увеличивает годовой энергетический эффект.

Рост капитальных и эксплуатационных затрат на ORC-турбину и СНТЭ, напротив, увеличивает пороговый объем тепловых

выбросов, при котором проект достигает экономической окупаемости за допустимый срок.

ПРИМЕР ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ORC-ТУРБИНЫ В РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Апробация предложенного критерия экономической эффективности применения ORC-турбины для утилизации тепловых выбросов выполнена на примере распределенной системы энергоснабжения жилмассива, расположенного в Новосибирской области, Россия. Основным источником электрической и тепловой энергии является мини-ТЭЦ с газопоршневыми и котельными установками. ГПУ работают по графику электрической нагрузки и коэффициент когенерации составляет 1,2 о.е.

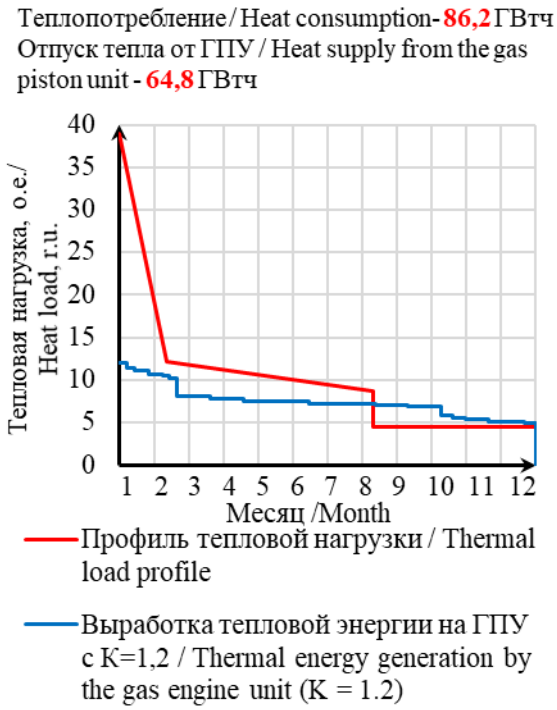


Рис. 4. График тепловой нагрузки по продолжительности.

Fig. 4. Thermal Load Duration Curve.

На рисунке 4 представлены линеаризованные годовые графики тепловой нагрузки жилмассива и отпуска тепловой энергии от ГПУ по продолжительности. В условиях значительной сезонной неравномерности теплового потребления в межотопительный период возникают тепловые выбросы, составляющие около 14% годовой выработки тепловой энергии газопоршневой установки (рисунок 5).

Представленная на рисунке 4 линеаризация профиля тепловой нагрузки является допущением. При более детальной проработке график может быть перестроен в пределах отопительного периода сглаженной кривой либо ступенчато (к примеру, стандартным пятиградусным температурным интервалам наружного воздуха), аналогично графику отпуска тепла от ГПУ (как показано на рис. 2). Однако такое допущение не значительно меняет интегральную оценку годового объёма тепловых выбросов, определяемых площадью под кривой) и достаточно для определения пиковой мощности теплового потока, используемого при выборе установленной мощности ORC-турбины и объёма СНТЭ.

Для оценки эффективности предложенного подхода выполнено сопоставление трех вариантов конфигурации системы.

Вариант 1 (базовый) - существующая система энергоснабжения без утилизации. В межотопительный период часть тепловой энергии, вырабатываемой ГПУ, остается невостребованной потребителями и сбрасывается в окружающую среду. Это приводит к потере энергоресурсов и экологическому ущербу.

Вариант 2 – внедрение ORC-турбины. Предусматривает непосредственное использование тепловых выбросов для выработки дополнительной электроэнергии на ORC-турбине.

Для расчетного примера принята ORC-установка итальянского производства (Turboden)., характеристики которой соответствуют требуемому диапазону мощности и температуре источника (таблица 2). Электрический КПД установки принят согласно данным производителя и составляет 25 %.

Установленная электрическая мощность ORC-турбины определяется максимальным уровнем тепловых выбросов при КПД 25% и составляет 1,5 МВт. Однако неравномерность поступления теплового потока приводит к низкому коэффициенту использования установленной мощности (КИУМ = 16%), что существенно снижает экономическую эффективность проекта.

Вариант 3 – внедрение ORC-турбины и СНТЭ. Тепловые выбросы предварительно перераспределяются системой накопления

тепловой энергии объемом 7000 м³ перед поступлением в ORC-турбину.

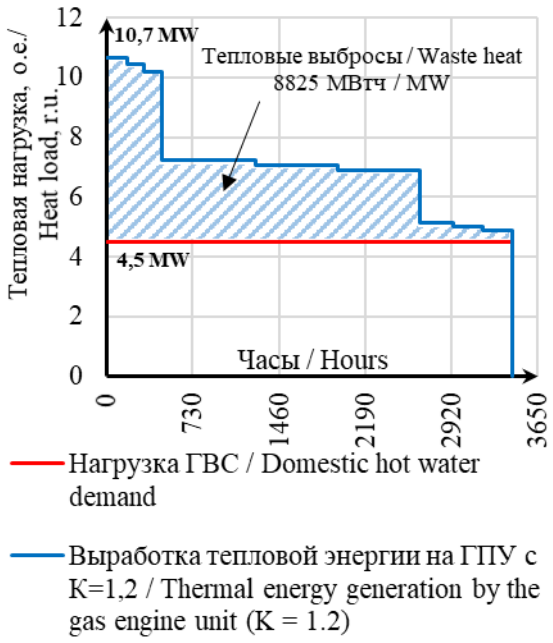


Рис. 5. Тепловые выбросы в межотопительный период.

Fig. 5. Waste heat during the non-heating season.

Установленная электрическая мощность ORC-турбины снижается до 0,6 МВт (на 60% меньше, чем в сценарии 2) При этом годовая выработка электроэнергии остается неизменной. Коэффициент использования установленной мощности возрастает до 39% (увеличение в 2,4 раза). Благодаря более равномерной загрузке снижаются удельные эксплуатационные расходы.

Электрическая энергия, вырабатываемая ORC-турбиной, используется для покрытия дополнительной электрической нагрузки, возникающей при работе систем кондиционирования воздуха.

Для экономического анализа приняты следующие предположения и допущения:

- Цена электроэнергии: 4,64 руб./кВтч (действующий тариф для населения в рассматриваемой территориальной энергосистеме)
- Рост цены: 10% в год (соответствует историческим трендам в России)
- Ставка дисконтирования: 12% (рыночная ставка капитала для энергопроектов в России)
- Удельная стоимость ORC-турбины: 500 долл./кВт установленной мощности (данные международного рынка, 2023–2024 гг.)
- Стоимость СНТЭ: 4000 руб. за 1 м³ полезного объема.

Результаты расчета представлены в таблице 4.

Таблица 4.

Варианты применения ORC-турбин.

Table 4.

ORC Turbine Application Scenarios.

Вариант	1	2	3
Тепловые выбросы, МВтч (Waste heat, MWh)	8825	0	0
Электрическая мощность ORC-турбины, МВт (ORC turbine electrical capacity, MW)	-	1,5	0,6
Производство электрической энергии на ORC, МВтч (Electricity generation by the ORC turbine, MWh)	-	2206	2206
Объем теплового накопителя, м³ (Thermal storage volume, m³)	-	-	7000
КИУМ ORC-турбины, % (ORC turbine capacity factor, %)	-	16	39
УРУТ на производство электрической энергии в системе энергоснабжения, г у.т./кВт·ч (Specific standard fuel consumption for electricity generation in the energy supply system, g standard fuel/kWh)	292,9	281	281
CAPEX, млн. руб. (million RUB)	-	61,8	53,7
Доход от продажи электрической энергии для нужд кондиционирования, млн. руб. (Revenue from electricity sales for air conditioning, million RUB)	-	10,24	10,24
Срок окупаемости проекта, лет (Project payback period, years)	-	6	5

Интеграция теплового накопителя обеспечивает многократное повышение экономической и энергетической эффективности за счет уменьшения установленной мощности при сохранении объемов генерации.

Следует отметить, что расчетный срок окупаемости (5 – 6 лет) значительно меньше нормативного срока службы ORC-турбины,

составляющего около 200 000 часов эксплуатации (около 20 лет при непрерывной работе).

Для оценки чувствительности полученных результатов к значению электрического КПД ORC-турбины дополнительно выполнен расчет при его снижении до 15%, соответствующего нижней границе диапазона, характерного для ORC-турбин [59–62]. При неизменном объеме тепловых выбросов 8825 МВт·ч годовая выработка электроэнергии ORC-турбины снижается с 2206 до 1324 МВт·ч. Полученное снижение выработки электроэнергии приводит к соответствующему уменьшению экономического эффекта от реализации электроэнергии и увеличению срока окупаемости проекта до 10 лет. Таким образом, расчет при КПД 15% позволяет оценить диапазон экономических показателей проекта при изменении эффективности преобразования тепловой энергии в электрическую.

При этом в силу того, что капитальные затраты определены исходя из среднемировых цен, а технические характеристики оборудования не зависят от регионов использования, инвестиционная привлекательность данных проектов во много определяется тарифом на электрическую энергию. Следовательно, для стран и регионов с высоки ценами на электрическую энергию, окупаемость подобных проектов будет еще выше. К примеру, для г. Кишинев, где тариф на электрическую энергию составляет 3,56 лея/кВт·ч (≈0,198 долл./кВт·ч), срок окупаемости сократится примерно до 2 лет. Указанное показывают устойчивость полученного вывода о технико-экономической целесообразности предложенного решения в широком диапазоне условий.

IV. Обсуждение

Полученные результаты позволяют уточнить область применения ORC-турбин в коммунальной энергетике. В отличие от наиболее распространенных подходов, где ORC-турбина рассматривается как универсальное средство преобразования низкопотенциальной теплоты, в настоящем исследовании в настоящем исследовании применимость ORC обусловлена наличием уже произведенной, но объективно невостребованной тепловой энергии, которая в противном случае рассеивается в окружающую среду без полезного использования. Данный подход существенно снижает требования к качеству теплоисточника и расширяет спектр практически целесообразных приложений ORC-технологий.

Такая постановка может быть применима к локальным интеллектуальным энергосистемам, в которых газопоршневые установки используются для покрытия собственной электрической нагрузки промышленных предприятий, жилых районов и агропромышленных объектов. Наиболее значимыми являются объекты с устойчивой или возрастающей в межотопительный период электрической нагрузкой, например, тепличные комплексы, предприятия пищевой промышленности, складские и логистические комплексы, центры обработки данных. В этих объектах электрическая нагрузка в летний межотопительный период не только не снижается, но может даже возрастать благодаря включению систем кондиционирования. Это создает благоприятные условия для преобразования невостребованной тепловой энергии в дополнительную электроэнергию, минуя центральную энергосистему.

Применение ORC-турбины в интеграции с системой накопления тепловой энергии генерирует несколько взаимосвязанных и синергетических эффектов.

Энергетический эффект заключается в полезном использовании теплоты, которая в базовом режиме остается невостребованной и безвозвратно теряется. Интеграция ORC позволяет преобразовать примерно 14–20% потенциально теряемой теплоты в электроэнергию, повышая интегральную энергетическую эффективность системы

Топливный эффект формируется за счет снижения выработки на замещаемых тепловых электростанциях, прежде всего на энергоблоках с повышенным УРУТ.

Как прямое следствие сокращения выработки на тепловых электростанциях, происходит снижение выбросов парниковых газов (CO_2, CH_4), загрязняющих веществ (NO_x, SO_x, $PM_{2.5}$). Для примера, рассчитанного выше, ежегодное сокращение выбросов CO_2 может составить 5000–7000 тонн в эквиваленте.

Экономический эффект определяется возможностью возврата капитальных затрат за

допустимый срок при достаточном годовом объеме тепловых выбросов.

С позиций анализа территорий можно выделить 5 критериев для предварительной оценки объектов для внедрения ORC-СНТЭ систем:

1. Наличие когенерационного источника тепла с годовыми объемами тепловых выбросов не менее 3000-5000 МВтч
2. Продолжительный межотопительный период (более 150 дней в год) обеспечивает достаточный КИУМ ORC-турбины
3. Устойчивая электрическая нагрузка в летний период: 60–70% от зимнего максимума
4. Цена электроэнергии на территории выше 4–5 руб./кВтч — обеспечивает приемлемый период окупаемости инвестиций
5. Техническая возможность расположения теплового аккумулятора

Следует отметить, что технологии накопления тепловой энергии, как и ORC-турбины сами широко известны и не рассматривается в исследовании как новый результат. Новизна работы состоит в целевом сопряжении малоизученного сочетания: работы ГПУ по электрическому графику, сопровождаемая значительными тепловыми выбросами в межотопительный период, внедрение ORC-турбины для повышения эффективности работы энергоцентра и применение СНТЭ для сглаживания графика. В совокупности с в количественным критерием технико-экономической целесообразности и многокритериальным отбором территорий и объектов полученные результаты обладаю т практической значимостью при проектировании развития территорий, а также для повышения эффективности функционирования объектов подобного типа.

V. Заключение

В работе показано, что применение ORC-турбин совместно с системой накопления тепловой энергии (СНТЭ) эффективно для ранее системно не рассмотренного класса объектов коммунальной энергетики: распределённых источников с газопоршневыми установками (ГПУ), работающими по электрическому графику нагрузки, в которых в межотопительный период образуются невостребованные тепловые выбросы.

Установлено, что интеграция СНТЭ объёмом порядка 7000 м³ на 0,6 МВт электрической мощности турбины обеспечивает повышение коэффициента использования установленной мощности ORC-турбины с 16 до 39 % (в 2,4 раза) при снижении требуемой установленной мощности на 60 % и неизменной годовой выработке электроэнергии; сопутствующее сокращение выбросов CO_2 для рассмотренного примера оценивается в 5000-7000 т-экв. в год.

Получен аналитический критерий, связывающий годовой объём тепловых выбросов со сроком окупаемости инвестиций, и предложена пятикритериальная процедура предварительной оценки территорий и объектов для внедрения комплексов ORC-СНТЭ. Научная новизна работы состоит именно в этих инструментах и в целевом сопряжении ГПУ, ORC-турбины и СНТЭ для утилизации сезонных тепловых выбросов.

Практическая значимость работы состоит в возможности использования полученного критерия и процедуры отбора при технико-экономическом обосновании внедрения ORC-СНТЭ на объектах распределённой генерации.

Анализ чувствительности результатов показал их устойчивость к вариации определяющих параметров: при снижении электрического КПД ORC-турбины с оптимистичных 25 % до пессимистичных 15 % срок окупаемости возрастает с 5 до 7 лет, оставаясь кратно меньше нормативного срока службы оборудования.

Литература (References)

[1] Paredes-Sánchez B.M., Paredes J.P., Caparrini N., Rivo-López E. Analysis of district heating and cooling energy systems in Spain: Resources, technology and management. Sustainability, 2021, vol. 13, no. 10, article no. 5442. doi: 10.3390/su13105442

[2] S Diwania, S Agrawal, A. S. Siddiqui, and S. Singh “Photovoltaic–thermal (PV/T) technology: a comprehensive review on applications and its advancement,” International Journal of Energy and Environmental Engineering, vol. 11, no. 1, pp. 33–54, 2020.

[3] Zainab M. Mahdi, Ali N. Al-Shamani, Ahmed Al-Manea, Hazim A. Al-zurfi, Raed Al-Rbaihat, K. Sopian, and Ali Alahmer, “Enhancing photovoltaic thermal (PVT) performance with hybrid solar collector using phase change material, porous media, and nanofluid,” Solar Energy, vol. 283, p. 112983, 2024. doi:0.1016/j.solener.2024.112983

[4] K. Gjoka, B. Rismanchi, and R. H. Crawford, “Fifth-generation district heating and cooling systems: A review of recent advancements and implementation barriers,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 171, p. 112997, 2023. doi:10.1016/j.rser.2022.112997

[5] H. Lund, N. Duic, P. A. Ostergaard, and B. V. Mathiesen, “Future district heating systems and technologies: On the role of smart energy systems and 4th generation district heating,” Energy, vol. 165, pp. 614–619, 2018. doi:10.1016/j.energy.2018.09.115

[6] L. Socci, A. Rocchetti, A. Verzino, A. Zini, and L. Talluri, “Enhancing third-generation district heating networks with data centre waste heat recovery: analysis of a case study in Italy,” Energy, vol. 313, p. 134013, 2024. doi:10.1016/j.energy.2024.134013

[7] H. Zhang, X. Zhang, Q. Wang, Yi. Ma, Sh. Zhao, Ch. Wang, Q. Chen, and X. Wang “A method for sizing air source heat pump and electric boiler considering the peak and Valley Electricity Prices,” Journal of Building Engineering, vol. 78, p. 107647, 2023. doi:10.1016/j.jobe.2023.107647.

[8] Ke X., Wu D., Rice J., Kintner-Meyer M., Lu N. Quantifying impacts of heat waves on power grid operation. Applied Energy, 2016, vol. 183, pp. 504-512. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.188

[9] Colelli F.P., Wing I.S., De Cian E. Air-conditioning adoption and electricity demand highlight climate change mitigation-adaptation tradeoffs. Scientific Reports, 2023, vol. 13, article no. 4413. doi: 10.1038/s41598-023-31469-z

[10] Xu H., Cheng L., Qi N., Zhou X. Peak shaving potential analysis of distributed load virtual power plants. Energy Reports, 2020, vol. 6, suppl. 9, pp. 515-525. doi: 10.1016/j.egyr.2020.11.204

[11] Chen Y., Yang Q., Chen Z., Yan C., Zeng S., Dai M. Physics-informed neural networks for building thermal modeling and demand response control. Building and Environment, 2023, vol. 234, article no. 110149. doi: 10.1016/j.buildenv.2023.110149

[12] Ershad A.M., Pietzcker R., Ueckerdt F., Luderer G. Managing power demand from air conditioning benefits solar PV in India scenarios for 2040. Energies, 2020, vol. 13, no. 9, article no. 2223. doi: 10.3390/en13092223

[13] Neshumayev D., Rummel L., Konist A., Ots A., Parve T. Power plant fuel consumption rate during load cycling. Applied Energy, 2018, vol. 224, pp. 124-135. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.063

[14] Morey M. U.S. simple-cycle natural gas turbines operated at record highs in summer 2022. U.S. Energy Information Administration, Today in Energy, 2023. Available at: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=55680 (accessed 02.07.2026).

[15] Rangelova K., Jones D., Fulghum N. Powering through the heat: how 2024 heatwaves reshaped electricity demand. Ember, 2025. Available at: https://ember-energy.org/app/uploads/2025/03/EN-Ember-Report_Powering-through-the-heat-how-2024-heatwaves-reshaped-electricity-demand.pdf (accessed 02.07.2026).

[16] International Energy Agency. Electricity 2026. Paris, IEA, 2026. Available at: https://www.iea.org/reports/electricity-2026. (accessed 02.07.2026)

[17] Spencer T., Vautrin A. India’s electricity demand grows at night: Managing rising cooling demand. IEA, Commentary, 2026. Available at: https://www.iea.org/commentaries/india-s-electricity-demand-grows-at-night-managing-rising-cooling-demand (accessed 02.07.2026).

[18] Ruggles T.H., Virgüez E., Reich N., Dowling J., Bloomfield H., Antonini E.G.A., Davis S.J., Lewis N.S., Caldeira K. Planning reliable wind- and solar-based electricity systems. Advances in Applied Energy, 2024, vol. 15, article no. 100185. doi: 10.1016/j.adapen.2024.100185

[19] Zhang L., Chu Y., Xu Y., Guo W. Quantitative assessment and optimization strategy of flexibility supply and demand based on renewable energy high-penetration power system. Energy Informatics, 2024, vol. 7, article no. 117. doi: 10.1186/s42162-024-00431-2

[20] Shepovalova O., Arbuzov Y., Evdokimov V., Ilyushin P., Suslov K. Assessment of the Gross, Technical and Economic Potential of Region’s Solar Energy for Photovoltaic Energetics. Energies, 2023, vol. 16, article no. 1262. doi: 10.3390/en16031262.

[21] Antonini E.G.A., Di Bella A., Savelli I., Drouet L., Tavoni M. Weather- and climate-driven power supply and demand time series for power and energy system analyses. Scientific Data, 2024, vol. 11, article no. 1324. doi: 10.1038/s41597-024-04129-8

[22] Askarov A., Rudnik V., Ruban N., Radko P., Ilyushin P., Suvorov A. Enhanced Virtual Synchronous Generator with Angular Frequency Deviation Feedforward and Energy Recovery Control for Energy Storage System. Mathematics, 2024, vol. 12, article no. 2691. doi: 10.3390/math12172691.

[23] Malik A., Haghdadi N., MacGill I., Ravishankar J. Appliance level data analysis of summer demand reduction potential from residential air conditioner control. Applied Energy, 2019, vol. 235, pp. 776-785. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.11.010

[24] Drasch B.J., Fridgen G., Häfner L. Demand response through automated air conditioning in commercial buildings — a data-driven approach.

Business Research, 2020, vol. 13, no. 3, pp. 1491–1525. doi: 10.1007/s40685-020-00122-0

[25] Yang T., Cheng Q., Chen B., Lu D., Wu H., Zhu Y., Wu D. Incentive-based demand response scheduling of air-conditioning loads in load-type virtual power plants: Balancing user revenue and satisfaction. Energies, 2026, vol. 19, no. 9, article no. 2028. doi: 10.3390/en19092028

[26] Tommasini D., Selvnes H., Hafner A. Integrating cold thermal energy storage for air conditioning demand in a CO_2 refrigeration system at a supermarket. Energies, 2024, vol. 17, no. 23, article no. 5923. doi: 10.3390/en17235923

[27] Brandt M., Woods J., Tabares-Velasco P.C. An analytical method for identifying synergies between behind-the-meter battery and thermal energy storage. Journal of Energy Storage, 2022, vol. 50, article no. 104216. doi: 10.1016/j.est.2022.104216

[28] Bachmann M., Kriegel M. Assessing the heat distribution costs of linear and radial district heating networks: A methodological approach. Energy, 2023, vol. 276, article no. 127504. doi: 10.1016/j.energy.2023.127504

[29] Sánchez-García L., Averfalk H., Hermoso-Martínez N., Hernández-Iñarra P., Möllerström E., Persson U. Feasibility of district heating in a mild climate: A comparison of warm and cold temperature networks in Bilbao. Applied Energy, 2025, vol. 378, article no. 124384. doi: 10.1016/j.apenergy.2024.124384

[30] Ministry of Mining and Energy of the Republic of Serbia. Comprehensive assessment of the potential for the application of high-efficiency cogeneration and efficient district heating and cooling in the Republic of Serbia. Transposition of Article 14 of Energy Efficiency Directive, Call-Off 2022.006317. 2025. 162 p. Available at: https://www.energy-community.org/dam/jcr%3Aae4b3711-90a5-4887-b322-e783c7fed714/COMPREHENSIVE%20ASSESSMENT%20-%20HE%20CHP%20in%20Serbia.pdf (accessed 03.07.2026).

[31] Moldpres. În capitală a demarat sezonul de încălzire în contextul răcirii vremii [The heating season started in the capital amid colder weather]. Available at: https://www.moldpres.md/rom/societate/in-capitala-a-demarat-sezonul-de-incalzire-in-contextul-racirii-vremii. (accessed 29.06.2026). (In Romanian).

[32] S.A. „CET-Nord". La Bălți se încheie sezonul de încălzire 2024-2025 [The 2024-2025 heat-ing season ends in Balti]. Available at: https://cet-nord.md/ro/press-center/news/1027-la-balti-se-incheie-sezonul-de-incalzire-2024-2025. (accessed 29.06.2026). (In Romanian).

[33] European Environment Agency. Heating degree days. Available at: https://www.eea.europa.eu/en/analysis/maps-and-charts/heating-degree-days (accessed 29.06.2026).

[34] ARPA Piemonte. Quali sono i periodi e gli orari di accensione degli impianti di riscaldamento? [What are the periods and hours for switching on heating systems?]. Availa-ble at: https://www.arpa.piemonte.it/faq/quali-sono-periodi-orari-accensione-degli-impianti-riscaldamento. (accessed 29.06.2026). (In Italian).

[35] International Energy Agency. Ramping up Heat Pumps in Moldova: A Roadmap. Paris, IEA, 2025. Available at: https://www.iea.org/reports/ramping-up-heat-pumps-in-moldova-a-roadmap. (accessed 02.07.2026).

[36] Hungarian Central Statistical Office. Statistical Yearbook of Hungary, 2024. Chapter 6: Environment, public utilities. Budapest, HCSO, 2025. Available at: https://www.ksh.hu/evkonyvek/2024/magyar-statisztikai-evkonyv-2024/pdf/statevk2024_6.pdf (accessed 30.06.2026).

[37] Farkas T. et al. Stakeholder Perspectives on District Heating and Cooling for Climate-Neutral and Smart Cities: A Romanian Analysis //Sustainability. – 2025. – T. 17. – №. 9. – C. 3889.

[38] Mihailescu et al. Stakeholder Perspectives on District Heating and Cooling for Climate-Neutral and Smart Cities: A Romanian Analysis. Sustainability, 2025, 17(9), 3889. Available at: https://www.mdpi.com/2071-1050/17/9/3889 (accessed 30.06.2026).

[39] Statistical Office of the Republic of Serbia. Energy Consumption in Households in the Republic of Serbia, 2020. Belgrade, Statistical Office of the Republic of Serbia, 2021. Available at: https://www.stat.gov.rs/media/345275/energy-consumption-in-households-in-republic-of-serbia-2020.pdf (accessed 30.06.2026).

[40] Główny Urząd Statystyczny. Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2024 r. Warszawa, GUS, 2026. Available at: https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-energii-w-gospodarstwach-domowych-w-2024-r-,12,3.html. (accessed 30.06.2026).

[41] ISTAT. Household energy equipment — Year 2024. Press release. Reference period: 2024. Published 17.02.2026. Available at: https://www.istat.it/en/press-release/household-energy-equipment-year-2024/. (accessed 29.06.2026).

[42] Federal State Statistics Service (Rosstat). State information resources on the quality of the urban environment. Available at:

https://rosstat.gov.ru/free_doc/new_site/GKS_KOUZH_2024/index.html (accessed 07.08.2026).

[43] Energy Sector Management Assistance Program, World Bank. The Optimization of Chisinau District Heating System Study. Final Report. Europe and Central Asia Region, 2020. 84 p. Available at: https://termoelectrica.md/wp-content/uploads/2024/06/chisinau-wb-dh-optimization-final-report-20200222-asd-2.pdf. (accessed 29.06.2026)

[44] Electrocentrale București S.A. Energie termică. Available at: https://www.elcen.ro/energie-termica/ (accessed 30.06.2026).

[45] National Statistics Office of Georgia. Energy Consumption in Households. Tbilisi, Geostat, 2022. Available at: https://geostat.ge/media/52116/Publication_Energy-Consumption-in-Households.pdf. (accessed 30.06.2026).

[46] FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie. Analyse van het energieverbruik van huishoudens in België in 2024 [Analysis of household energy consumption in Belgium in 2024]. Brussels, 2026. Available at: https://economie.fgov.be/nl/publicaties/analyse-van-het-3 (accessed 29.06.2026). (In Dutch).

[47] Eurostat. Energy consumption in households. Statistics Explained. Data extracted in June 2026. Source datasets: nrg_bal_c; nrg_d_hhq. Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households. (accessed 29.06.2026).

[48] National Bureau of Statistics of the Republic of Moldova. Energy consumption in households: Results of the Survey on energy consumption. Chișinău, 2022. 71 p. Available at: https://statistica.gov.md/files/files/publicatii_electronice/Consum_energie_gospoda/Consumul_energie_gospodariile_casnice_editia_2022.pdf. (accessed 30.06.2026).

[49] Hungarian Central Statistical Office. Results of the 2022 Census on maps. Press release, 28 October 2024. Available at: https://www.ksh.hu/press_release_28_10_2024 (accessed 30.06.2026).

[50] E.ON. Una din trei gospodării din România este dotată cu cel puțin un aparat de aer condiționat. Energynomics, 10 July 2023. Available at: https://www.energynomics.ro/e-on-una-din-trei-gospodarii-din-romania-este-dotata-cu-cel-putin-un-aparat-de-aer-conditionat/ (accessed 30.06.2026).

[51] ISTAT. Household energy equipment — Year 2024. Press release. Reference period: 2024. Published 17.02.2026. Available at: https://www.istat.it/en/press-release/household-energy-equipment-year-2024/. (accessed 29.06.2026).

[52] Our World in Data. Share of electricity generated by renewables. Data adapted from Ember, Energy Institute. Available at: https://ourworldindata.org/grapher/share-of-electricity-production-from-renewable-sources. (accessed 30.06.2026)

[53] Donate Sánchez F., Barba Salvador J., Mata Montes C. Organic Rankine Cycle system review: Thermodynamic configurations, working fluids, and future challenges in low-temperature power generation. Energies, 2025, vol. 18, no. 24, article no. 6561. doi: 10.3390/en18246561

[54] Gonidaki D., Bellos E. A detailed review of organic Rankine cycles driven by combined heat sources. Energies, 2025, vol. 18, no. 3, article no. 526. doi: 10.3390/en18030526

[55] Wieland C., Schifflechner C., Dawo F., Astolfi M. The organic Rankine cycle power systems market: Recent developments and future perspectives. Applied Thermal Engineering, 2023, vol. 224, article no. 119980. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2023.119980

[56] Sadykov R.A., Daminov A.Z., Solomin I.N., Futin V.A. Primenenie turbodetandera v parosilovykh ustanovkakh dlya utilizatsii teplovoy energii v sistemakh teplosnabzheniya [Application of a turboexpander in steam-power installations for heat energy recovery in heat supply systems]. Teploenergetika, 2016, no. 5, pp. 56–62. DOI: 10.1134/S0040363616030115. (In Russian)

[57] Branchini L., De Pascale A., Melino F., Torricelli N. Optimum Organic Rankine Cycle design for the application in a CHP unit feeding a district heating network. Energies, 2020, vol. 13, no. 6, article no. 1314. doi: 10.3390/en13061314

[58] Zhou T., Hao L., Xu X., Si M., Zhang L. Experimental study on the performance of ORC system based on ultra-low temperature heat sources. Energy Engineering, 2023, vol. 121, no. 1, pp. 145-168. doi: 10.32604/ee.2023.042798

[59] Corigliano O., Algieri A., Fragiacomo P. Turning data center waste heat into energy: A guide to Organic Rankine Cycle system design and performance evaluation. Applied Sciences, 2024, vol. 14, no. 14, article no. 6046. doi: 10.3390/app14146046

[60] Kalina J., Świerzewski M., Strzałka R. Operational experiences of municipal heating plants with biomass-fired ORC cogeneration units. Energy Conversion and Management, 2019, vol. 181, pp. 544-561. doi: 10.1016/j.enconman.2018.12.045

[61] Cotana F., Messineo A., Petrozzi A., Coccia V., Cavalaglio G., Aquino A. Comparison of ORC turbine and Stirling engine to produce electricity from gasified poultry waste. Sustain-ability, 2014, vol. 6, no. 9, pp. 5714-5729. doi: 10.3390/su6095714

[62] Ahamed M., Pesyridis A., Ahbabi Saray J., Mahmoudzadeh Andwari A., Gharehghani A., Rajoo S. Comparative assessment of sCO2 cycles, optimal ORC, and thermoelectric genera-tors for exhaust waste heat recovery applications from heavy-duty diesel engines. Energies, 2023, vol. 16, no. 11, article no. 4339. doi: 10.3390/en16114339

[63] Quoilin S., Van den Broek M., Declaye S., Dewallef P., Lemort V. Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013, vol. 22, pp. 168–186. DOI: 10.1016/j.rser.2013.01.028.

[64] Colonna di Paliano P., Casati E.I.M., Trapp C., Mathijssen T., Larjola J., Turunen-Saaresti T.E., Uusitalo A. Organic Rankine Cycle power systems: From the concept to current technology, applications, and an outlook to the future. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 2015, vol. 137, no. 10, pp. 100801-1-100801-19. doi: 10.1115/1.4029884

[65] Turboden S.p.A. Biomass: Our experience for your cogeneration plant. Brochure. 20 p. Available at: https://www.ligna.de/apollo/ligna_2025/obs/Binary/A1411336/TUrboden_Brochure.pdf (accessed 03.07.2026).

[66] MAGNITUDE Consortium. Technology and case studies factsheets. MAGNITUDE Project, Deliverable D1.2, Horizon 2020 grant agreement no. 774309. 2019. 83 p. Available at: https://www.magnitude-project.eu/wp-content/uploads/2019/07/MAGNITUDE_D1.2_EIFER_Final_Submitted.pdf (accessed 06.07.2026).

[67] Witkowski K., Haering P., Seidelt S., Pini N. Role of thermal technologies for enhancing flexibility in multi-energy systems through sector coupling: Technical suitability and expected developments. IET Energy Systems Integration, 2020, vol. 2, no. 2, pp. 69-79. doi: 10.1049/iet-esi.2019.0061

[68] Jiménez-García J.C., Ruiz A., Pacheco-Reyes A., Rivera W. A comprehensive review of Organic Rankine Cycles. Processes, 2023, vol. 11, no. 7, article no. 1982. doi: 10.3390/pr11071982

[69] Sprouse C.E. III. Review of Organic Rankine Cycles for internal combustion engine waste heat recovery: Latest decade in review. Sustainability, 2024, vol. 16, no. 5, article no. 1924. doi: 10.3390/su16051924

[70] Sanchez F.D. et al. Organic Rankine Cycle System Review: Thermodynamic Principles, Applications, and Future Perspectives. Energies, 2025. DOI: 10.3390/en18246561.

[71] Braimakis K., Charalampidis A., Karellas S. Techno-economic assessment of a small-scale biomass ORC-CHP for district heating. Energy Conversion and Management, 2021. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.114705.

[72] Mikielewicz J., Mikielewicz D. Comparison of traditional district heating with low temperature district heating systems featuring organic Rankine cycle and heat pump. Energy, 2023. DOI: 10.1016/j.energy.2023.128347.

[73] Xiong J., Li H., Wang T. Low-Carbon Economic Dispatch of an Integrated Electricity-Gas-Heat Energy System with Carbon Capture System and Organic Rankine Cycle. Energies, 2023. DOI: 10.3390/en16247996.

[74] Rajaee F., Vaziri Rad M.A., Aliyon K., Kasaeian A., Mahian O. Techno-economic evaluation of an Organic Rankine Cycle-based multi-source energy system for 100%-renewable power supply: A rural case study. Sustainable Cities and Society, 2023, vol. 89, article no. 104290. doi: 10.1016/j.scs.2022.104290

[75] Zhu Y., Xu Y., Chen H., Guo H., Zhang H., Zhou X., Shen H. Optimal dispatch of a novel integrated energy system combined with multi-output Organic Rankine Cycle and hybrid energy storage. Applied Energy, 2023, vol. 343, article no. 121113. doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121113

[76] Salem M., Fahim Alavi M., Mahariq I., Accouche O., El Haj Assad M. Applications of ther-mal energy storage in solar Organic Rankine Cycles: A comprehensive review. Frontiers in Energy Research, 2021, vol. 9, article no. 766292. doi: 10.3389/fenrg.2021.766292

[77] Zhang Y., Li J., Yu M., Shen J. Optimal design scheme of geothermal combined heat and power system in cold regions considering off-design operating characteristics. Carbon Neu-trality, 2025, vol. 4, article no. 37. doi: 10.1007/s43979-025-00149-4

[78] Yaïci W., Annuk A., Entchev E., Longo M., Kalder J. Organic Rankine Cycle-Ground Source Heat Pump with seasonal energy storage based micro-cogeneration system in cold climates: The case for Canada. Energies, 2021, vol. 14, no. 18, article no. 5705. doi: 10.3390/en14185705

[79] Mudasar R., Leong W.H. Techno-economic analysis of a combined cooling, heating and power (CCHP) system for a Canadian solar community as a retrofit. Energy Conversion and Management, 2026, vol. 348, part A, article no. 120626. doi: 10.1016/j.enconman.2025.120626

[80] Jimenez-Navarro J.-P., Kavvadias K., Filippidou F., Pavičević M., Quoilin S. Coupling the heating and power sectors: The role of centralised combined heat and power plants and district heat in a European decarbonised power system. Applied Energy, 2020, vol. 270, article no. 115134. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115134

[81] Volt S., Roca Reina J., Carlsson J., Georgakaki A., Letout S., Kuokkanen A., Mountraki A., Ince E.,

Shtjefni D., Joanny Ordonez G., Eulaerts O., Grabowska M., Toleikyte A. Clean Energy Technology Observatory: District Heat and Cold Management in the European Union – 2022 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets. Luxembourg, Publications Office of the European Union, 2022. doi: 10.2760/168004. JRC130726. Available at: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130726 (accessed 07.08.2026).

[82] Ilyushin P., Filippov S., Kulikov A., Suslov K., Karamov D. Specific features of operation of distributed generation facilities based on gas reciprocating units in internal power systems of industrial entities. Machines, 2022, vol. 10, no. 8, article no. 693. doi: 10.3390/machines10080693

[83] Kulikov A., Ilyushin P., Suslov K., Filippov S. Organization of control of the generalized power quality parameter using Wald's sequential analysis procedure. Inventions, 2023, vol. 8, no. 1, article no. 17. doi: 10.3390/inventions8010017

Сведения об авторах.



Бык Феликс Леонидович, к.т.н., доцент каф. Автоматизированных электроэнергетических систем, Новосибирского государственного технического университета. Область научных интересов: управление развитием, распределенная энергетика, надежность.
E-mail: felixbyk@hotmail.com
ORCID: 0000-0002-6878-9461



Насибова Елизавета Михайловна, ассистент каф. Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Область научных интересов: системы энергоснабжения, моделирование, распределенная энергетика, мультиэнергетические системы.
E-mail: lizai2000@mail.ru
ORCID: 0000-0002-7963-2283



Мышкина Людмила Сергеевна, к.т.н., к.э.н., доцент каф. Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета. Область научных интересов: интеллектуализация энергосистемы, распределенная энергетика, управление развитием, эффективность функционирования энергосистемы
E-mail: Lsmyshkina@gmail.com
ORCID: 0000-0002-5121-4143