

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-303-326>

УДК 620.98: 658.264

Опыт применения теплонасосных установок большой мощности в системах централизованного теплоснабжения

А. В. Седнин¹⁾, И. А. Некало¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

Реферат. Государственная программа Республики Беларусь «Устойчивая энергетика и энергоэффективность» на 2026–2030 гг. предусматривает максимально возможное использование тепловых насосов в централизованных и децентрализованных системах теплоснабжения. Основными факторами, способствующими использованию теплонасосных установок (ТНУ) совместно с технологиями аккумулирования тепловой энергии, являются: возможность применения низкотемпературных источников теплоты, повышение маневренности энергосистемы в условиях высокой доли генерации электроэнергии от возобновляемых энергоисточников и атомных электростанций, снижение выбросов вредных веществ. В статье обсуждаются обстоятельства и технические решения по интеграции в системы теплоснабжения ТНУ большой мощности. К настоящему времени доля последних в структуре генерирующих мощностей энергоисточников систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) в мировой практике остается незначительной, однако в целом ряде стран в рамках программ декарбонизации энергетики рассматривается их широкое применение в ближайшей перспективе. Авторами обсуждаются технические аспекты интеграции ТНУ в действующие СЦТ с применением различных источников низкопотенциальной теплоты, рассмотрено применение различных типов рабочих тел, проанализированы финансовые затраты на реализацию проектов. Показано, что широкое внедрение ТНУ ограничивается высокими капитальными затратами, неопределенностью формирования тарифов на электроэнергию и неопределенностью информации об эффективности работы оборудования на переменных нагрузках. В этих условиях проекты внедрения ТНУ в СЦТ не могут рассматриваться как типовые решения, они требуют применения индивидуальных проектных решений для каждого конкретного случая. Результаты анализа технических решений реализованных к настоящему времени проектов показывают техническую возможность и экономическую целесообразность использования ТНУ большой мощности в СЦТ на территории Республики Беларусь при наличии экономически приемлемого источника низкопотенциальной теплоты.

Ключевые слова: системы централизованного теплоснабжения, теплонасосные установки, эффективность, возобновляемые источники энергии, вторичные энергоресурсы, аккумулирование тепловой энергии, капитальные затраты

Для цитирования: Седнин, А. В. Опыт применения теплонасосных установок большой мощности в системах централизованного теплоснабжения / А. В. Седнин, И. А. Некало // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2026. Т. 69, № 4. С. 303–326. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-303-326>

Адрес для переписки

Седнин Алексей Владимирович
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65,
220113, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 397-36-20
Sednin@bntu.by

Address for correspondence

Sednin Alexei V.
Belarusian National Technical University
65, Nezavistimosti Ave.,
220113, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 397-36-20
Sednin@bntu.by

Experience of Application of High-Capacity Heat Pump Units in District Heating Systems

A. V. Sednin¹⁾, I. A. Nekalo

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The State Program of the Republic of Belarus “Sustainable Energy and Energy Efficiency” for 2026–2030 envisages the maximum possible use of heat pumps in centralized and decentralized heat supply systems. The main factors facilitating the use of Heat Pump Units (HPUs) in conjunction with thermal energy storage technologies are the possibility of utilizing the low-temperature heat sources, increasing the maneuverability of the power system in conditions of a high proportion of electricity generation from renewable energy sources and nuclear power plants, and reducing emissions of harmful substances. The article discusses the circumstances and technical solutions for integrating high-capacity HPUs into heat supply systems. To date, the share of high-capacity HPUs in the generating capacity structure of District Heating Systems (DHS) remains insignificant in global practice; however, in a number of countries their widespread application in the near future is considered as part of energy decarbonization programs. The authors discuss the technical aspects of integrating HPUs into existing DHS using various sources of low-potential heat, examine the application of different types of working fluids, and analyze the financial costs of project implementation. It is shown that the widespread deployment of HPUs is constrained by high capital costs, the uncertainty of the formation of electricity tariffs and the uncertainty of information about the efficiency of equipment at variable loads. Under these conditions, projects of HPUs implementation in the DHS cannot be regarded as model solutions, they require the use of individual design solutions for each specific case. The results of the analysis of technical solutions of projects implemented to date for the use of high-capacity HPUs in the DHS demonstrate the technical feasibility and economic expediency of using high-capacity HPUs in the territory of the Republic of Belarus in the presence of an economically acceptable source of low-potential heat.

Ключевые слова: district heating systems, heat pump units, efficiency, renewable energy sources, secondary energy resources, thermal energy storage, capital costs

For citation: Sednin A. V., Nekalo I. A. (2026) Experience of Application of High-Capacity Heat Pump Units in District Heating Systems. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 69 (4), 303–326 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-303-326>

Введение

Системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) являются одними из основных элементов действующих энергосистем в Беларуси, России и целом ряде стран Северной и Центральной Европы и будут играть существенную роль в будущем, особенно в вопросах интеграции большого количества возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В настоящее время СЦТ находятся в состоянии трансформации и перехода к качественно новым условиям функционирования [1], сопровождающимся их декарбонизацией [2–5] путем придания им многофункциональности, опций совместной генерации и хранения энергетических и материальных ресурсов с использованием всего спектра доступных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), включая ВИЭ и органические отходы. Во многих развитых странах реализуются различные проекты по интеграции ВИЭ в СЦТ с вытеснением генерирующих установок, работающих на органическом топливе [6].

Государственная программа Республики Беларусь «Устойчивая энергетика и энергоэффективность» на 2026–2030 гг. направлена на повышение энергетической эффективности национальной экономики, укрепление

энергетической самостоятельности Республики Беларусь за счет вовлечения в топливно-энергетический баланс местных ТЭР, включая ВИЭ, надежного и эффективного удовлетворения потребности реального сектора экономики и населения в доступных энергетических ресурсах [1]. Одним из мероприятий программы является максимально возможное использование тепловых насосов в централизованных и децентрализованных системах теплоснабжения [1]. Ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС и ее выход на проектную мощность создали возможность более широкого применения электрической энергии в системах теплоснабжения [7], в том числе с использованием теплонасосных установок (ТНУ) [8].

Основная часть

В настоящее время доля ТНУ большой мощности в структуре генерирующих мощностей СЦТ незначительна, и в основном они применяются в европейских странах, где суммарная установленная мощность составляет около 2,5 ГВт. Наиболее широко ТНУ большой мощности [2] используются в Швеции, где около 120 ТНУ (единичной мощностью от 1 до 50 МВт) обеспечивают 7 % общей нагрузки систем теплоснабжения, и в Австрии, где реализовано 75 проектов с применением подобных ТНУ. В Дании и Германии многие проекты находятся в стадии строительства и опытной эксплуатации, реализация этих проектов вызвана в первую очередь ростом доли ВИЭ в производстве электроэнергии. В Германии планируется довести долю ТНУ и электродных котлов в тепловом балансе до 40 % [9, 10]. В качестве источника низкопотенциальной теплоты для ТНУ используются поверхностные воды, сточные воды и другие источники (в основном использующие промышленные вторичные энергоресурсы), среди которых преобладают дымовые газы [2, 10].

В Китае и Российской Федерации ТНУ большой мощности в СЦТ пока не получили широкого распространения. Однако в рамках выполнения климатических обязательств Китай к 2050 г. планирует построить крупные ТНУ суммарной мощностью до 650 ГВт, используя в качестве низкопотенциальной теплоты ВЭР тепловых электростанций, промышленных предприятий, центров обработки данных и очистных сооружений [2].

Основными факторами, способствующими использованию ТНУ совместно с технологиями аккумулирования тепловой энергии, являются:

- возможность применения низкотемпературных источников теплоты;
- возможность повышения маневренности энергосистемы [2, 11, 12] в условиях высокой доли генерации электроэнергии от ВИЭ и атомных электростанций [13, 14] и более высокой эффективностью по сравнению с электродными котлами [2, 14–18];
- снижение выбросов вредных веществ по сравнению с источниками теплоты, работающими на органическом топливе, что соответствует глобальным задачам по декарбонизации энергетики [2–5].

Массовое внедрение ТНУ ограничивается [15]: высокими капитальными затратами, неопределенностью формирования тарифов на электроэнергию, постоянным совершенствованием конструкции в связи с применением новых рабочих тел, а также не всегда эффективной работой обо-

рудования на переменных нагрузках. В европейских странах принято считать [19], что использование котлов на биомассе для СЦТ малой и средней мощности экономически более выгодно, чем ТНУ, а для больших систем применение тепловых насосов, особенно в сочетании с конденсационными экономайзерами, может быть более выгодным. Стимулирующим фактором может также стать придание СЦТ функций гибридности с увеличением доли электроэнергии, особенно в часы низких тарифов [15–24].

Во многих исследованиях рассматриваются различные аспекты применения ТНУ в СЦТ, в частности: схемные решения [24, 25], эксплуатационные характеристики при различных условиях и режимах работы [21], изменение эффективности ТНУ в зависимости от источника низпотенциальной теплоты [22, 26], выбор мест установки в действующих тепловых сетях [27, 28]. Также в целом ряде работ [21–23, 25, 28–29] отмечается, что на сегодняшний день проекты применения ТНУ в СЦТ не могут рассматриваться как типовое решение и их внедрение требует индивидуальных решений в каждом конкретном проекте.

Виды теплонасосных установок. В настоящее время функционируют различные ТНУ, отличающиеся принципом действия, применяемыми хладагентами, компоновкой тепловых схем и составом вспомогательного оборудования. Обычно ТНУ классифицируют по принципу действия (парокомпрессионные и адсорбционные) и по источнику низкопотенциальной тепловой энергии (воздух, грунт, водоемы и др.).

Наибольшее распространение получили парокомпрессионные тепловые насосы (ПКТН), работающие по обратному циклу Карно [29, 30] и включающие компрессор, конденсатор, испаритель и дросселирующее устройство (рис. 1). Их эффективность характеризуется коэффициентом преобразования энергии (COP), значения которого могут достигать 4–5 и более при определенных температурных условиях [29, 30]. Адсорбционные тепловые насосы (АБТН) используют для привода тепловой энергии (пар, горячая вода, продукты сгорания), они находят применение в системах, где есть источник средне- или высокопотенциальной теплоты [29]. АБТН также находят применение в системах централизованного теплоснабжения [31–39], однако в рамках данной статьи не рассматриваются.

Выбор хладагента ПКТН определяется его термодинамическими свойствами, безопасностью и воздействием на окружающую среду. Первоначально применялись хлор и гидрофторуглероды (R12, R22), которые после подписания Монреальского протокола (1987) поэтапно выведены из обращения [40]. В настоящее время наиболее распространены гидрофторуглероды (ГФУ), не разрушающие озоновый слой, но обладающие высоким потенциалом глобального потепления. В крупных ТНУ, работающих в СЦТ Европейского союза, в большинстве случаев применяется хладагент R134a [41], в Китае R410a [2]. В Республике Беларусь на опытно-промышленных объектах малой мощности используются хладагенты R22, R134a, R407C [42]. Также в мировой практике сформировалась тенденция перехода к природным хладагентам с низким потенциалом глобального потепления, такими как аммиак (R717, GWP < 1), который эффективен, но токсичен и требует специальных мер безопасности [43], диоксид углерода (R744), который не токсичен, не горюч и имеет коэффициент глобального

потепления единицу, однако требует высокого рабочего давления [29, 44]. В Дании к 2028 г. планируется строительство теплонасосной станции суммарной тепловой мощностью 177 МВт с использованием в качестве рабочего тела диоксида углерода (R744) [45].

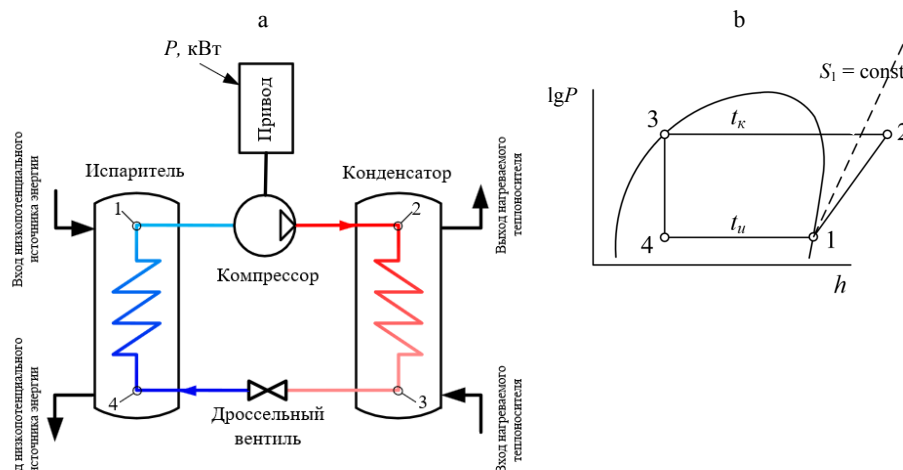


Рис. 1. Схемы парокомпрессионного теплового насоса типа «вода – вода» (а) и идеального цикла Карно (b)

Fig. 1. Scheme of a water-to-water steam compression heat pump (a) and an ideal Carnot cycle (b)

Принятие в 2016 г. поправки к Монреальскому протоколу, направленной на сокращение производства ГФУ на 85 % к 2040 г. [40], стимулировало разработку хладагентов четвертого поколения гидрофторолефинов, экологическая безопасность которых при длительной эксплуатации еще не подтверждена [29, 46].

По типу источника низкопотенциальной теплоты и теплоносителя с тепловоспринимающей стороны выделяют следующие основные типы ТНУ:

- «грунт – вода» и «грунт – воздух» (геотермальные), использующие теплоту грунта или грунтовых вод;
- «вода – вода», использующие теплоту подземных, поверхностных, сбросных или сточных вод;
- «воздух – вода» и «воздух – воздух», использующие теплоту наружного или вытяжного воздуха.

Для систем централизованного теплоснабжения актуальными являются ПКТН «вода – вода» с двухступенчатыми центробежными компрессорами, позволяющие обеспечивать нагрев сетевой воды до 85–90 °С при COP 2,3–2,6 (на сточных водах) и до 4–5 (на обратной сетевой воде) [46]. В промышленности находят применение высокотемпературные ПКТН каскадного типа, утилизирующие сбросную тепловую энергию [47, 48].

Пример схем интеграции ТНУ в действующие системы теплоснабжения для различных источников низкопотенциальной теплоты. Под низкопотенциальными понимаются источники тепловой энергии с температурой менее 50 °С, к которым можно отнести сточные воды; обратную сетевую воду сетей централизованного теплоснабжения; техническую воду тепловых и атомных электрических станций; воздух; избыточную

теплоту от центров обработки данных и подобных устройств; грунт или подземные воды; водоемы и реки и др.

Сточные воды. Городские сточные воды являются одними из самых стабильных и доступных низкопотенциальных источников теплоты. В мировой практике успешно реализованы проекты утилизации теплоты как очищенных, так и неочищенных стоков [2, 29, 48–51]. Количество проектов ПКТН с использованием теплоты сточных вод и их интеграцией в существующие сети теплоснабжения (рис. 2) постоянно растет. В европейских странах эти проекты реализуются при модернизации действующих СЦТ, сопровождающейся частичным вытеснением водогрейных котлов на биомассе или органическом топливе, находящихся в эксплуатации более 20 лет [50–52]. При этом ПКТН по сетевой воде подключаются как параллельно, так и последовательно действующим котлоагрегатам [53].

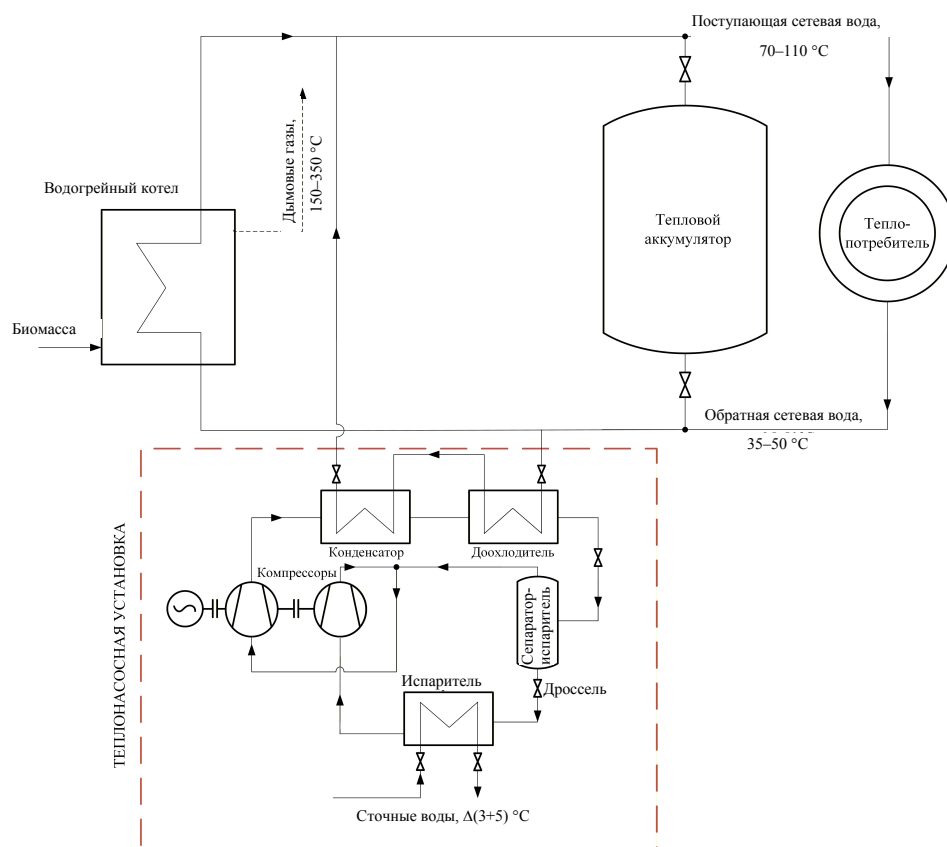
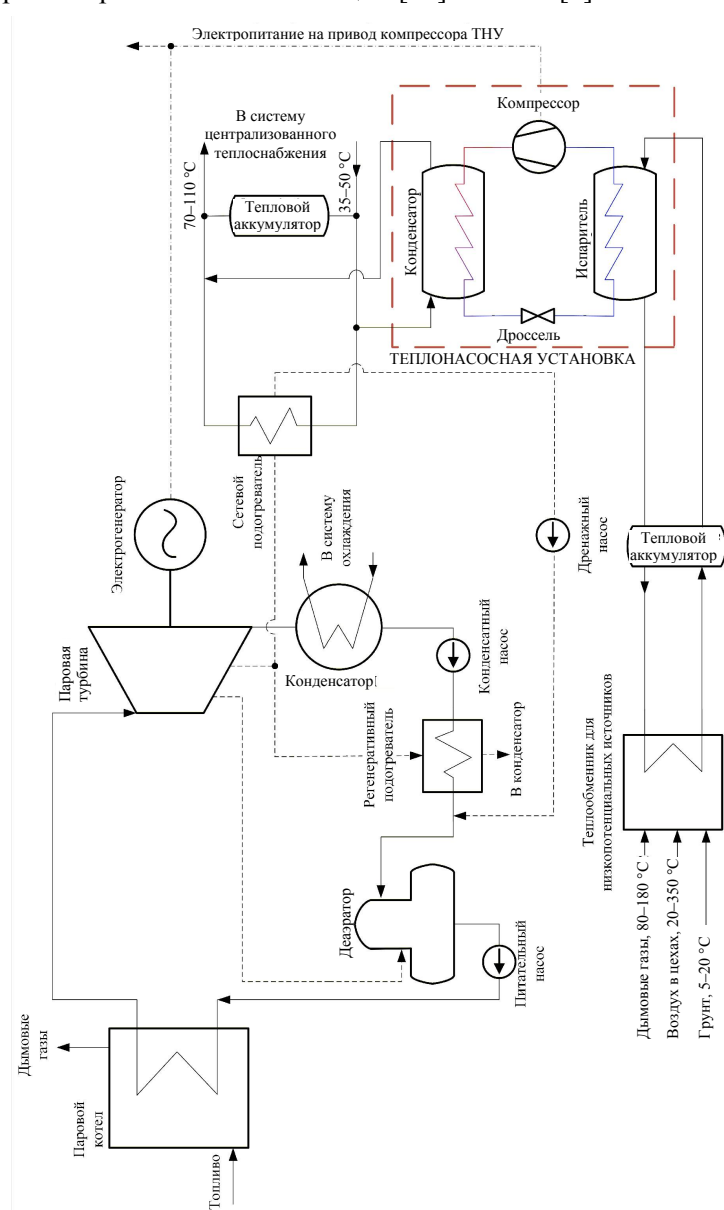


Рис. 2. Принципиальная схема интеграции теплонасосной установки на сточных водах в систему централизованного теплоснабжения

Fig. 2. Schematic diagram of the integration of a wastewater heat pump unit into a district heating system

Энергоисточники и тепловые сети. ПКТН также могут применяться на действующих тепловых электростанциях (ТЭС), где возможна аккумуляция значительных объемов низкопотенциальной теплоты [25, 54–59]. В качестве примера рассмотрим один из проектов, реализованных в Дании [60],

Рис. 3. Принципиальная схема интеграции теплонасосной установки с теплоэлектроцентралью



Наиболее часто ПКТН на энергоисточниках используется для утилизации теплоты уходящих газов котлов. В этом случае испаритель ТНУ устанавливается последовательно после конденсационного экономайзера [50–52], а ТНУ используется для подогрева сетевой воды (рис. 4).

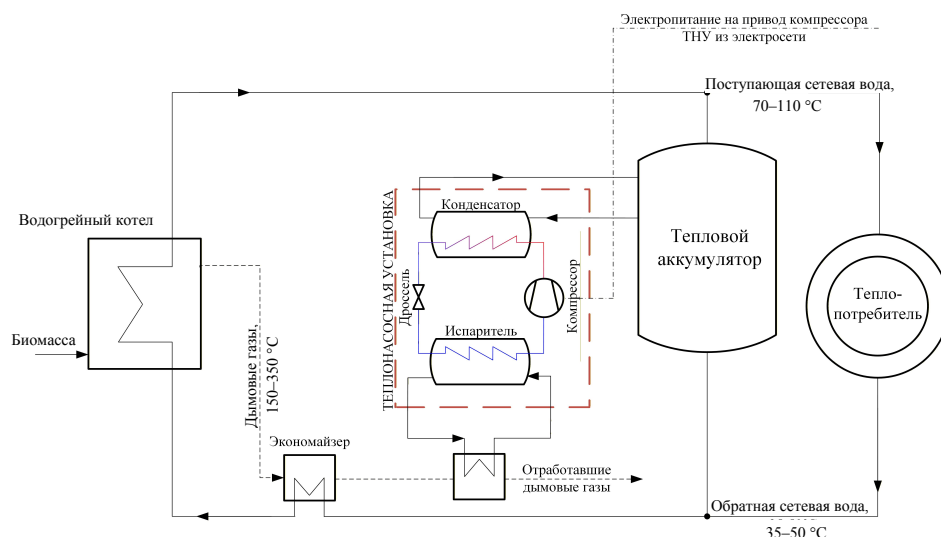


Рис. 4. Принципиальная схема интеграции теплонасосной установки с водогрейным котлом

Fig. 4. Schematic diagram of the integration of a heat pump unit with a hot water boiler

В качестве источника низкопотенциальной теплоты также может рассматриваться обратная сетевая вода действующих СЦТ как для увеличения пропускной способности теплопроводов, так и для снижения ее температуры в переходные периоды отопительного сезона или в периоды низких тепловых нагрузок для повышения эффективности ТЭЦ и снижения тепловых потерь в сетях. Существуют различные схемы интеграции ПКТН, в частности применение бустерных ТНУ на тепловых пунктах для подогрева воды для системы горячего водоснабжения или отопления за счет охлаждения обратной сетевой воды до 20–30 °C и ниже [8, 62, 63]. В Швеции на обратной сетевой воде работает значительная часть крупных ПКТН, что позволило повысить общую эффективность энергосистемы [64]. В Китае рассматривается реализация проектов на электростанциях с применением АБТН и переходом на температурные графики 130/30 °C [34]. Исследования [65] показывают, что снижение температуры обратной сетевой воды позволит увеличить пропускную способность тепловых сетей без их перекладки, а также снизить затраты на перекачку теплоносителя.

Окружающая среда. Окружающий воздух может рассматриваться как источник низкопотенциальной теплоты. Воздушные ПКТН преимущественно устанавливают в мягком климате и для индивидуальных систем малой мощности. Их применение в крупных системах ограничивается низкой удельной тепловой мощностью, а создание установок мегаваттного класса требует больших площадей для размещения, что технически не всегда возможно и во многих случаях экономически нецелесообразно [29, 46]. Температура наружного воздуха, как правило, не постоянна в течение

суток, что приводит к значительным колебаниям COP ПКТН. В холодном и влажном климате возможно образование инея на испарителях, что увеличивает потребление электроэнергии компрессором [2, 44, 66], а при температурах ниже -20°C их работа становится невозможной без использования резервных источников [2, 29].

Поверхностные воды являются более стабильным источником теплоты, для которых характерны меньшие температурные колебания и которые могут использоваться в ПТКН большой мощности. Крупный проект с использованием ПТКН производства компании Siemens Energy SHP 600 теплопроизводительностью 20,5 МВт реализован в Мангейме (Германия) [49]. В качестве источника теплоты используется речная вода, температура которой варьируется от 3 до 25°C . ТНУ интегрирована в схему существующей угольной ТЭЦ мощностью с баком-аккумулятором на 43 тыс. м^3 и обеспечивает подогрев сетевой воды до температур подачи 80–100 $^{\circ}\text{C}$ с COP от 2,5 до 3,0.

ПКТН, использующие в качестве источника теплоты морскую воду, рассматриваются как один из вариантов реконструкции действующих источников теплоснабжения. При применении морской воды эффективность ПКТН зависит от ее солесодержания и глубины забора [67]. Крупные проекты реализованы в Дании, где установлены ПТКН суммарной тепловой мощностью 70 МВт. Забор холодной воды производят с глубины 6,5 м, а температура варьируется от 2 до 18°C . ПКТН являются частью гибридного источника теплоснабжения, включающего котлы на древесной щепе и электродкотлы [68].

Геотермальные источники также рассматриваются как один из перспективных источников низкопотенциальной теплоты, характеризующийся стабильными значениями температур [29, 69, 70]. В частности, на юго-западе Германии эксплуатируются порядка 15 объектов ТНУ большой мощности, отличающихся различными глубинами скважин. В г. Шверине (Германия) ввели в эксплуатацию геотермальную теплонасосную станцию из четырех ПТКН разных моделей общей теплопроизводительностью 7,35 МВт. В качестве рабочего тела используются хладагенты R134a и R1234ze. Подача рассола с температурой 56°C в испарительный контур ТНУ осуществляется с глубины 1340 м [49].

Применение сезонных аккумуляторов тепловой энергии. ПКТН также находят применение в СЦТ с использованием сезонных аккумуляторов тепловой энергии, которые выступают в качестве источника низкопотенциальной теплоты. При этом подогрев теплоносителя сезонных аккумуляторов осуществляется преимущественно в летний период за счет использования солнечной энергии [71]. Конструктивно под аккумуляторы перепрофилируются отработавшие угольные шахты [72] либо используют вновь созданные конструкции объемом до 200 000 м^3 [33, 73, 74]. В частности, в Дании реализованы проекты гибридных теплоисточников теплоснабжения, которые включают: солнечные коллекторы с сезонным аккумулятором тепловой энергии, котлы на биомассе или природном газе, электродкотлы, теплонасосные установки (ПКТН, АБТН). Примеры фрагментов принципиальной схемы гибридных теплоисточников приведены на рис. 5а.

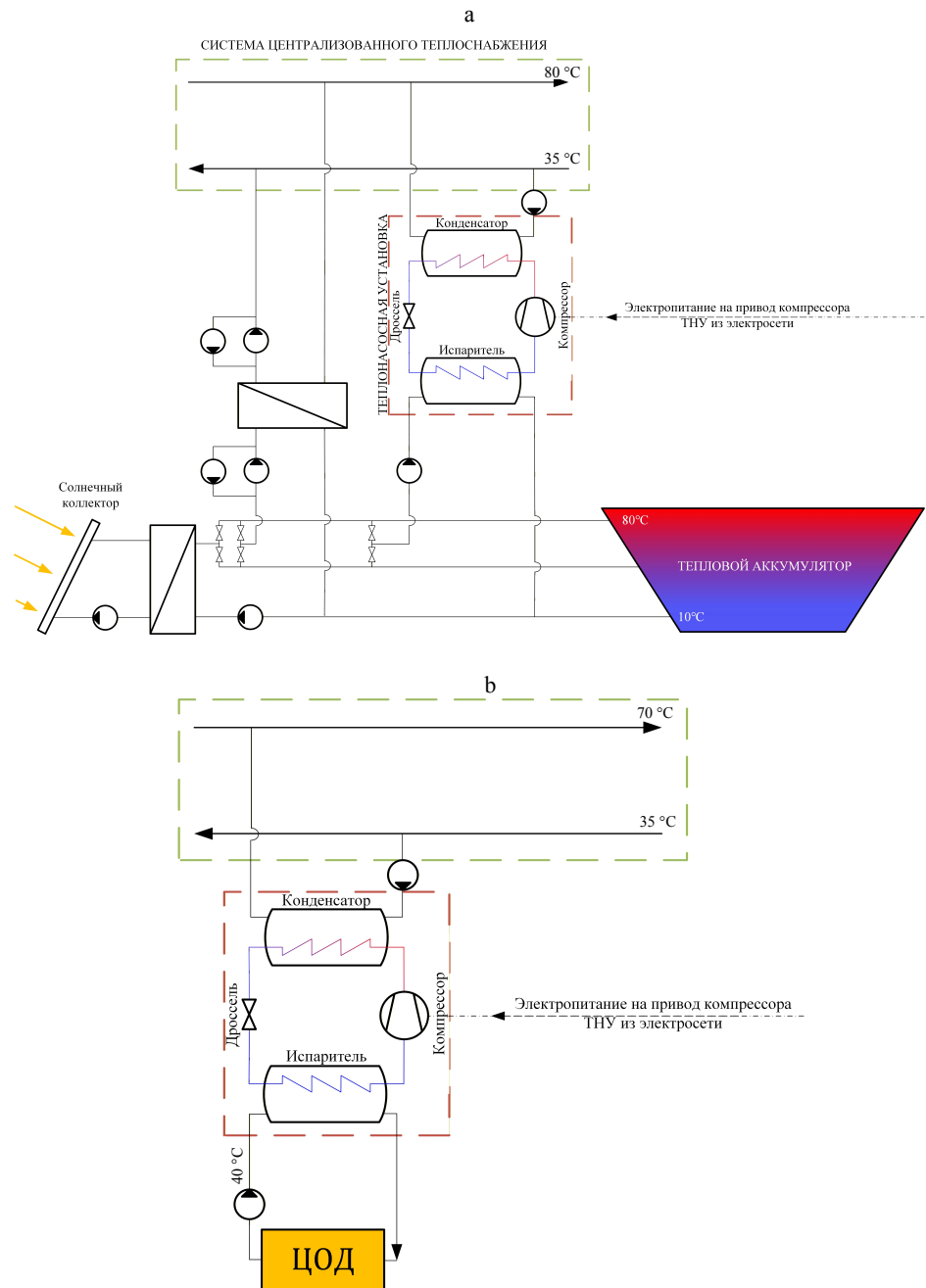


Рис. 5. Принципиальные схемы интеграции парокомпрессионных тепловых насосов с солнечными коллекторами и сезонным тепловым аккумулятором (а) и парокомпрессионных тепловых насосов с использованием тепловой энергии от центров обработки данных (б)

Fig. 5. Schematic diagram of the integration of steam compression heat pumps with solar collectors and a seasonal heat accumulator (a) and steam compression heat pumps using thermal energy from data centers (b)

ПКТН подключается параллельно основному теплообменнику, разделяющему контуры сезонного аккумулятора и тепловой сети. В конденсаторе установки обратная вода теплосети нагревается от 35 до 75–80 °С, за период мониторинга средний COP составил 3,12 [73].

Дата-центры. Одним из перспективных направлений является применение ТНУ для поддержания параметров микроклимата в центрах обработки данных (ЦОД) [74–77]. В Дании реализован один из крупнейших в мире проектов по утилизации избыточной теплоты от дата-центра с использованием крупных тепловых насосов [74], в рамках которого избыточная тепловая энергия, вырабатываемая серверами дата-центра Facebook, аккумулируется и направляется в аммиачные тепловые насосы для нагрева обратной сетевой воды (рис. 5b). Установленная тепловая мощность системы составляет 44 МВт, подогрев сетевой воды осуществляется до 70 °С, COP составляет 5.

Капитальные и эксплуатационные затраты. Капитальные затраты в ТНУ значительно выше, чем в традиционные технологии производства тепловой энергии. В работе [19] были систематизированы общие капиталовложения проектов крупных ПКТН с теплопроизводительностью более 0,2 МВт для условий Дании. Показано, что удельные капитальные затраты зависят от типа источника низкопотенциальной теплоты и ее мощности ПКТН. Согласно данным [19, 49], при использовании дымовых газов удельные затраты варьируются от 0,63 до 0,44 млн евро/МВт для установок мощностью от 0,5 до 10,0 МВт соответственно. Для воздушных ПКТН затраты находятся в диапазоне от 1,12 до 0,7 млн евро/МВт, для геотермальных, использующих сточные воды, от 0,7 до 0,62 млн евро/МВт.

Величина капитальных затрат при внедрении крупных тепловых насосов зависит от следующих факторов [49, 78]:

- характеристик источников тепловой энергии (тип, температурный потенциал, расположение, условия доступа);
- параметров ТНУ (производительность, применяемая технология, стоимость, размещение, требования к земельному участку, зданию, вспомогательным системам, а также проектные и монтажные работы);
- режима работы ТНУ (требуемый температурный уровень и количество часов использования установленной мощности);
- расхода на технологическое присоединение к электрическим сетям и системам централизованного теплоснабжения;
- удаления от теплоисточника (в случае использования в СЦТ);
- установленного срока службы системы.

Удельные затраты в основное оборудование ПКТН в зависимости от типа низкопотенциального источника 230–760 тыс. евро/МВт [19, 49, 79], а стоимость основного оборудования от 38 до 54 % суммарных затрат. По оценкам различных исследований [80–83] и реальных проектов [49, 84–86], общие инвестиционные затраты для крупных проектов, за исключением геотермальных систем, составляют от 600 до 1900 евро/кВт. С ростом теплопроизводительности удельные капиталовложения снижаются.

Удельные эксплуатационные затраты для ПКТН большой мощности оцениваются в пределах 2–3 тыс. евро/год на 1 МВт установленной тепловой мощности, или 0,5–2,5 % от капитальных затрат [79, 80, 83]. На эксплуатационные затраты оказывают влияние COP, количество часов использования установленной мощности (КИУМ), стратегия обеспечения электроэнергии; плата за сетевое подключение и иные сборы/налоги/пошлины. Косвенное влияние на величину эксплуатационных затрат оказывает загрязнение теплопередающих поверхностей испарителей, которое приводит к снижению их эффективности. Для предотвращения загрязнений используют системы оперативного контроля, а также организуют циркуляцию щелочных и кислотных растворов через испаритель [87]. Внедрение современных систем мониторинга и оптимизации на базе цифровых двойников [87–89] позволяет адаптировать режимы работы теплового насоса с учетом текущего состояния испарителя и прогнозируемых нагрузок.

ВЫВОДЫ

1. Анализ технических решений реализованных проектов в ряде европейских стран по интеграции парокомпрессионных тепловых насосов большой мощности в системы теплоснабжения показывает техническую возможность и целесообразность их использования в современных условиях в энергетике Республики Беларусь. В то же время проекты внедрения ПКТН в СЦТ не могут рассматриваться как типовое решение и требуют проработки индивидуальных решений в каждом конкретном случае.

2. Основные проблемы внедрения парокомпрессионных тепловых насосов большой мощности в действующие системы централизованного теплоснабжения заключаются в выборе и обосновании источника низкопотенциальной теплоты, отсутствии фактических данных о работе схожих проектов, полноценной нормативной документации. Первоочередным является использование схем внедрения ПКТН в СЦТ, направленных на снижение температуры обратной сетевой воды, что позволит обеспечить увеличение пропускной способности теплопроводов, повышение эффективности ТЭЦ в переходные периоды отопительного сезона и в периоды низких тепловых нагрузок, а также снижение тепловых потерь в сетях.

ЛИТЕРАТУРА

1. О Государственной программе «Устойчивая энергетика и энергоэффективность» на 2026–2030 годы: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 31 дек. 2026 № 819 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. URL: <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=C22500819> (дата обращения: 15.04.2026).
2. The Future of Heat Pumps in China / International Energy Agency, Tsinghua University Building Energy Research Center. Paris: IEA, 2024. 153 p.
3. Potential Evaluation of Integrated High Temperature Heat Pumps: a Review of Recent Advances / K. Hamid, U. Sajjad, M. U. Ahrens [et al.] // Applied Thermal Engineering. 2023. Vol. 230, Part A. Art. 120720. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.120720>

4. An Integrated Predictive Model of the Long-Term Performance of Ground Source Heat Pump (GSHP) Systems / W. Li, X. Li, Y. Wan [et al.] // *Energy and Buildings*. 2018. Vol. 159. P. 309–318. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.11.012>
5. Latõšov, E. CO₂ Emission Intensity of the Estonian DH Sector / E. Latõšov, S. Umbleja, A. Volkova // *Smart Energy*. 2022. Vol. 6. Art. 100070. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2022.100070>
6. Седнин, А. В. Проблемы развития гибридных систем теплоснабжения / А. В. Седнин, К. М. Дюсенов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2024. Т. 67, № 2. С. 173–188. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-2-173-188>
7. Михалевич, А. А. Моделирование работы Белорусской энергосистемы с учетом ввода АЭС / А. А. Михалевич, В. А. Рак // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2021. Т. 64, № 1. С. 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14>
8. Седнин, А. В. Энергоэффективность применения гибридных тепловых пунктов в условиях интеграции электрических и тепловых сетей городских микрорайонов. Ч. 1. Обоснование целесообразности применения гибридных тепловых пунктов / А. В. Седнин, М. И. Позднякова // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 6. С. 552–566. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-552-566>
9. Heat Pumping Technologies. Annex 47: Simulation-Oriented Multi-Level Planning Tool for Geothermal Heat Pump Systems. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/> (date of access: 15.04.2026).
10. Guidebook for the Integration of Renewable Energy Sources into Existing District Heating and Cooling Systems: final report of IEA DHC Annex TS5 / A. Dénarié, S. Hay, M. Kemper [et al.]; Ed. T. Pauschinger. Frankfurt am Main: AGFW-Projekt GmbH, 2025. URL: https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_TS5/Final_Draft_Version/Guidebook_TS5.pdf (date of access: 15.04.2026).
11. The Role of District Heating Systems to Provide Balancing Services in the European Union / A. Boldrini, J. P. Jiménez Navarro, W. H. J. Crijns-Graus [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022. Vol. 154. Art. 111853. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111853>
12. A Literature Review of Energy Flexibility in District Heating with a Survey of the Stakeholders' Participation / Z. Ma, A. Knotzer, J. D. Billanes [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 123. Art. 109750. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109750>
13. Energy-Charts / Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. URL: <https://www.energy-charts.info/> (date of access: 15.04.2026).
14. Allouhi, A. Techno-Economic and Environmental Accounting Analyses of an Innovative Power-to-Heat Concept Based on Solar PV Systems and a Geothermal Heat Pump / A. Allouhi // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 191. P. 649–661. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.001>
15. Dispatch Strategies for Large-Scale Heat Pump Based District Heating under High Renewable Share and Risk-Aversion: A Multistage Stochastic Optimization Approach / M. B. Siddique, D. Keles, F. Scheller [et al.] // *Energy Economics*. 2024. Vol. 136. Art. 107764. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107764>
16. Coupling the Heating and Power Sectors: The Role of Centralised Combined Heat and Power Plants and District Heat in a European Decarbonised Power System / J. P. Jimenez-Navarro, K. Kavvadias, F. Filippidou [et al.] // *Applied Energy*. 2020. Vol. 270. Art. 115134. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115134>
17. Kontu, K. Introducing Modern Heat Pumps to Existing District Heating Systems Global Lessons from Viable Decarbonizing of District Heating in Finland / K. Kontu, S. Rinne, S. Junnila // *Energy*. 2019. Vol. 166. P. 862–870. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.077>
18. Integrating Renewable and Waste Heat and Cold Sources into District Heating and Cooling Systems. Case Studies Analysis, Replicable Key Success Factors and Potential Policy Implications / M. Galindo-Fernandez, A. Bacquet, S. Bensadi [et al.]. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2021. <https://doi.org/10.2760/111509>

19. Allocation of Investment Costs for Large-Scale Heat Pumps Supplying District Heating / H. Pieper, T. Ommen, F. Buhler [et al.] // *Energy Procedia*. 2018. Vol. 147. P. 358–367. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.104>
20. Guelpa, E. Thermal Energy Storage in District Heating and Cooling Systems: A Review / E. Guelpa, V. Verda // *Applied Energy*. 2019. Vol. 252. Art. 113474. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113474>
21. Tosatto, A. Simulation-Based Performance Evaluation of Large-Scale Thermal Energy Storage Coupled with Heat Pump in District Heating Systems / A. Tosatto, A. Dahash, F. Ochs // *Journal of Energy Storage*. 2023. Vol. 61. Art. 106721. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106721>
22. Techno-Economic Feasibility of Prosumers in Urban District Heating Systems Utilising Low-Temperature Industrial Excess Heat / U. Trabert, F. Pag, J. Orozaliev [et al.] // *Energy*. 2025. Vol. 330. Art. 136583. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136583>
23. Validation and Optimization of a Solar Heating Plant with a Large-Scale Heat Pump / C. Zhan, Y. Xu, J. Fan [et al.] // *Energy*. 2025. Vol. 319. Art. 134898. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.134898>
24. Modeling Hybrid Energy Systems Integrating Heat Pumps and District Heating: a Systematic Review / A. Soleimani, P. Davidsson, R. Malekian [et al.] // *Energy and Buildings*. 2025. Vol. 329. Art. 115253. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.115253>
25. Ommen, T. Heat Pumps in Combined Heat and Power Systems / T. Ommen, W. B. Markussen, B. Elmegaard // *Energy*. 2014. Vol. 76. P. 989–1000. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.016>
26. Assessment of a Combination of Three Heat Sources for Heat Pumps to Supply District Heating / H. Pieper, T. Ommen, B. Elmegaard, W. B. Markussen // *Energy*. 2009. Vol. 176. P. 156–170. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.165>
27. Capone, M. Optimal Installation of Heat Pumps in Large District Heating Networks / M. Capone, E. Guelpa, V. Verda // *Energies*. 2023. Vol. 16, No 3. Art. 1448. <https://doi.org/10.3390/en16031448>
28. Heat pump Placement, Connection and Operational Modes in European District Heating / M. A. Sayegh, P. Jadwiszczak, B. P. Axcell [et al.] // *Energy and Buildings*. 2018. Vol. 166. P. 122–144. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.02.006>
29. Тепловые насосы в современной промышленности и коммунальной инфраструктуре: информ.-метод. изд. / Е. Г. Гашо, С. А. Козлов, В. С. Пузаков [и др.] М.: Перо, 2016. 204 с.
30. Чепурной, М. Н. Сравнение энергоэффективности систем теплоснабжения от отопительных котельных и теплонасосных установок / М. Н. Чепурной, О. В. Куцак, И. Н. Дымнич // *Новости теплоснабжения*. 2014. № 1. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3191 (дата обращения: 15.04.2026).
31. Li, Y. Technology Application of District Heating System with Co-Generation Based on Absorption Heat Exchange / Y. Li, L. Fu, S. Zhang // *Energy*. 2015. Vol. 90, part 1. P. 663–670. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.07.090>
32. Wen, K. The Analysis of Waste Heat Recovery in Steel Enterprises' Data Centers Based on the Co-ah cycle / K. Wen, C. Zhou, X. Wang // *PLoS One*. 2025. Vol. 20, iss. 5. Art. e0323455. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0323455>
33. SUNSTORE 3. Phase 2 Implementation: Final Report / PlanEnergi. 2015. URL: <https://planenergi.eu/wp-content/uploads/2023/09/SUNSTORE-3-Phase-2-Implementation.pdf> (date of access: 15.04.2026).
34. Summer Performance Analysis of Coal-Based CCHP with New Configurations Comparing with Separate System / M. Wei, W. Yuan, L. Fu [et al.] // *Energy*. 2018. Vol. 143. P. 104–113. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.095>
35. Cers, A. Recovery of the Waste Heat by Large Capacity Heat Pumps for Riga City District Heating System / A. Cers, D. Turlajs, N. Zeltinsh // *Modern Science*. 2013. Vol. 4, No 2. P. 38–43.
36. Use of Absorption Heat Pumps to Raise District Cooling Waste Heat Temperature for District Heating Supply in Tallinn: Technical and Economic Analysis / T. Kirs, S. Sukumaran,

- E. Latõšov, A. Volkova // *Environmental and Climate Technologies*. 2024. Vol. 28, Iss. 1. P. 409–421. <https://doi.org/10.2478/rtuct-2024-0032>
37. Калмыков, К. С. Применение теплонасосной установки в составе турбины K-1250-6,8/25 / К. С. Калмыков, И. Д. Аникина // *The Scientific Heritage*. 2021. No 80-1. С. 3–8. URL: <https://www.scientific-heritage.com/wp-content/uploads/2021/12/The-scientific-heritage-No-80-80-2021-Vol-1.pdf>
38. Mirl, N. Reduction of the Return Temperature in District Heating Systems with an Ammonia-Water Absorption Heat Pump / N. Mirl, F. Schmid, K. Spindler // *Case Studies in Thermal Engineering*. 2018. Vol. 12. P. 817–822. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2018.10.010>
39. New Configurations of District Heating System Based on Natural Gas and Deep Geothermal Energy for Higher Energy Efficiency in Northern China / F. Sun, X. Zhao, X. Chen [et al.] // *Applied Thermal Engineering*. 2019. Vol. 151. P. 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.02.043>
40. Бабакин, Б. С. Хладагенты и холодильные масла / Б. С. Бабакин, С. Б. Бабакин. М.: ДеЛи плюс, 2017. 390 с.
41. Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems / A. David, B. V. Mathiesen, H. Aeverfalk [et al.] // *Energies*. 2017. Vol. 10, iss. 4. Art. 578. <https://doi.org/10.3390/en10040578>
42. Жидович, И. С. Системный подход к оценке эффективности тепловых насосов / И. С. Жидович, В. И. Трутаев // *Новости теплоснабжения*. 2001. № 11. С. 44–49. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=189
43. Hoffmann, K. Ammonia Heat Pumps for District Heating in Norway—A Case Study / K. Hoffmann, D. F. Pearson // *Institute of Refrigeration: annual proceedings*. 2011. Vol. 107. URL: <https://iifir.org/en/fridoc/ammonia-heat-pumps-for-district-heating-in-norway-a-case-study-27750>
44. Rethinking Peak Load in District Heating: Operational Insights and Techno-Economic Pathways / H. Ali, A. Volkova, A. Dedov, S. Moser // *Energy Reports*. 2026. Vol. 15. Art. 109061. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2026.109061>
45. MAN Energy Solutions to Deliver Additional Heat Pump Unit for Aalborg’s District Heating: Press Release / MAN Energy Solutions. Schweiz AG. Zurich, 2024. URL: https://www.man-es.com/docs/default-source/press-releases-new/man-es_press-release_aalborg_4th-unit_e_170724.pdf?sfvrsn=77601d25_1 (date of access: 15.04.2026).
46. Султангузин, И. А. Высокотемпературные тепловые насосы большой мощности для теплоснабжения / И. А. Султангузин, А. А. Потапова // *Новости теплоснабжения*. 2010. № 10 (122). С. 23–27. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2363
47. Thermal Design and Optimization of High-Temperature Heat Pump Integrated with District Heating Benchmarked in Denmark for Process Heat Supply / M. Sadeghi, T. Petersen, Z. Yang [et al.] // *International Journal of Refrigeration*. 2024. Vol. 159. P. 356–370. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2023.12.025>
48. Pedersen, S. E. Теплонасосная станция мощностью 18 МВт, утилизирующая низкопотенциальное сбросное тепло сточных вод в Норвегии / S. E. Pedersen // *Тепловые насосы*. 2011. № 1. С. 37–38.
49. The Roll-out of Large-Scale Heat Pumps in Germany. Strategies for the Market Ramp-up in District Heating and Industry / F. Ahrendts, B. Drechsler, J. Hendricks [et al.] // *Agora Energiewende*. 2023. URL: <https://www.agora-energiewende.org/publications/the-roll-out-of-large-scale-heat-pumps-in-germany> (date of access: 15.04.2026).
50. Flexibility by Implementation of Heat Pumps in Multi-Vector Energy Systems and Thermal Networks. Task 3 Report: Concepts for Heat Pump Flexibility and Promising Solutions / P. Mascherbauer, P. Ortmann, A. Oliva [et al.]. Borås: IEA Heat Pumping Technologies TCP, 2024. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/69/2024/03/task-3reportdiftinal.pdf> (date of access: 15.04.2026).
51. Flexibility by Implementation of Heat Pumps in Multi-Vector Energy Systems and Thermal Networks / IEA Heat Pumping Technologies TCP. Borås, 2024. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex57/> (date of access: 15.04.2026).

52. Electricity Market Options for Heat Pumps in Rural District Heating Networks in Austria / O. Terreros, J. Spreitzhofer, D. Basciotti [et al.] // *Energy*. 2020. Vol. 196. Art. 116875. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116875>
53. Kalina, J. Sizing Large-Scale Industrial Heat Pump for Heat Recovery from Treated Municipal Sewage in Coal-Fired District Heating System / J. Kalina // *Archives of Thermodynamics*. 2024. Vol. 45, Iss. 4. P. 155–162. <https://doi.org/10.24425/ather.2024.152001>
54. Bloess, A. Power-to-Heat for Renewable Energy Integration: a Review of Technologies, Modeling Approaches, and Flexibility Potentials / A. Bloess, W.-P. Schill, A. Zerrahn // *Applied Energy*. 2018. Vol. 212. P. 1611–1626. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.073>
55. Опыт утилизации низкопотенциального тепла с использованием абсорбционного теплового насоса / Н. Талцис, А. Церс, С. Плискачев [и др.] // *Новости теплоснабжения*. 2011. № 5. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3912 (дата обращения: 15.04.2026).
56. Девянин, Д. Н. Разработка и испытание на ТЭЦ-28 ОАО «Мосэнерго» лабораторного стенда по апробации схем использования тепловых насосных установок в энергетике / Д. Н. Девянин, С. И. Пищиков, Ю. Н. Соколов // *Новости теплоснабжения*. 2000. № 1. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3638 (дата обращения: 15.04.2026).
57. Анализ использования тепловых насосов на тепловых и атомных электростанциях / Н. Н. Ефимов, В. В. Папин, П. А. Малышев [и др.] // *Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Сер. Технические науки*. 2010. № 4. С. 35–39.
58. Sednin, V. Modernization of a Combined-Cycle Gas Turbine Unit for Operation in the Dynamic District Heating Mode / V. Sednin, A. Sednin, S. Rumyantsev // *E3S Web of Conferences*. 2021. Vol. 288. Art. 01090. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128801090>
59. Digitalisation of the Danish District Heating Sector: Case Catalogue, 2023 / State of Green, Danish District Heating Association, DBDH, Grøn Energi. Copenhagen: State of Green, 2023. URL: https://dbdh.org/wp-content/uploads/2023/06/SoG_case_catalogue_DIGI_spreads_compessed.pdf (date of access: 15.04.2026).
60. Blarke, M. B. Large-Scale Heat Pumps in Sustainable Energy Systems: System and Project Perspectives / M. B. Blarke, H. Lund // *Thermal Science*. 2007. Vol. 11, Iss. 3. P. 143–152. <https://doi.org/10.2298/TSCI0703143B>
61. Neves, J. Heat Roadmap Europe: Potentials for Large-Scale Heat Pumps in District Heating / J. Neves, B. V. Mathiesen. Copenhagen: Department of Planning, Aalborg University, 2018. 34 p. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/wp-content/uploads/sites/54/2019/07/heat-roadmap-europe.pdf> (date of access: 15.04.2026).
62. Feasibility of a Booster for DHW Circulation in Apartment Buildings / J. E. Thorsen, S. Svendsen, K. M. Smith [et al.] // *Energy Reports*. 2021. Vol. 7, Suppl. 4. P. 311–318. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.08.141>
63. Development and Test: Future-Proof Substation Designs for the Low-Temperature Operation of Domestic Hot Water Systems with a Circulation Loop / Q. Yang, R. Salenbien, E. Motoasca [et al.] // *Energy and Buildings*. 2023. Vol. 298. Art. 113490. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113490>
64. Large Heat Pumps in Swedish District Heating Systems / H. Averfalk, P. Ingvarsson, U. Persson [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 79. P. 1275–1284. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.135>
65. Van Oevelen, T. Evaluation of the Return Temperature Reduction Potential of Optimized Substation Control / T. Van Oevelen, D. Vanhoudt, R. Salenbien // *Energy Procedia*. 2018. Vol. 149. P. 206–215. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.185>
66. Air-Source Ammonia Heat Pump for District Heating: a Field Modeling Approach with Focus on Frosting-Defrosting Cycles / A. F. Passarelli, U. Merlo, F. Pelella [et al.] // *Applied Thermal Engineering*. 2026. Vol. 282. Art. 128790. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2025.128790>
67. Technology Data for Energy Plants for Electricity and District Heating Generation // Danish Energy Agency. URL: <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-generation-electricity-and-district-heating> (date of access: 15.04.2026).

68. The World's Largest Seawater Heat Pump in Esbjerg: Project 57 // IEA Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies (HPT TCP). Esbjerg, 2023. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/project57/case-studies/the-worlds-largest-seawater-heat-pump-in-esbjerg/> (date of access: 15.04.2026).
69. Jeßberger, J. Maximising the Potential of Deep Geothermal Energy: Thermal Output Increase by Large-Scale Heat Pumps / J. Jeßberger, F. Heberle, D. Brüggemann // *Applied Thermal Engineering*. 2024. Vol. 257, Part A. Art. 124240. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.124240>
70. Simulating the Thermal Operating Conditions in the Thermal Wells of Ground-Source Heat-Pump Heat Supply Systems. Part II: Consideration of Porous Moisture Phase Transitions in Soil / G. P. Vasilyev, N. V. Peskov, V. A. Lichman [et al.] // *Thermal Engineering*. 2015. Vol. 62, No 10. P. 751–756. <https://doi.org/10.1134/s0040601515100109>
71. A Comprehensive Review on Pit Thermal Energy Storage: Technical Elements, Numerical Approaches and Recent Applications / Y. Xiang, Z. Xie, S. Furbo [et al.] // *Journal of Energy Storage*. 2022. Vol. 55, Part C. Art. 105716. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105716>
72. Passamonti, A. Design, Construction, and Commissioning of a 500 kW High-Temperature Heat Pump Plant for the District Heating Network of Bochum, Germany / A. Passamonti, F. Sachse, P. Bombarda, R. Bracke // *Energy Reports*. 2025. Vol. 13. P. 548–561. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.11.080>
73. Hammerschmid, A. SUNSTORE 4: CHP Plant Based on a Hybrid Biomass and Large Scale Solar System Results after Monitoring / A. Hammerschmid, L. Kjærgaard Larsen, I. Obernberger // *Proceedings of the 24th European Biomass Conference and Exhibition*, June 6–9, 2016, Amsterdam, The Netherlands. Florence: ETA-Florence Renewable Energies, 2016. P. 1686–1693. URL: https://www.bios-bioenergy.at/images/bios/downloads/publikationen/Hybridanlagen_Hybrid_plants/056-Paper-Hammerschmid-SUNSTORE4-CHP-HybridBiomass-LargeScaleSolarSystem-Monitoringresults-EUBCE2016.pdf
74. Overview of Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive: Annexes 6 and 7: Final Version / European Commission, Directorate-General for Energy. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2022. URL: <https://dbdh.org/wp-content/uploads/2022/07/Overview-of-District-Heating-and-Cooling-Markets.pdf> (date of access: 15.04.2026).
75. Monsalves, J. J. Impacts of Flexible-Cooling and Waste-Heat Recovery from Data Centres on Energy Systems: A Danish Case Study / J. J. Monsalves, C. Bergaentzlé, D. Keles // *Energy*. 2023. Vol. 281. Art. 128112. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128112>
76. Romanov, D. Comparative Analysis of Scenarios of Data Center Waste Heat Utilization for District Heating Networks of Different Generations / D. Romanov, I. Chakraborty, S. Holler // *Energy Conversion and Management*. 2025. Vol. 334. Art. 119856. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.119856>
77. Large-Scale Long-Distance Data Center Waste Heat District Heating System: Exergy Analysis, System Performance, and Application / Y. Jing, Z. Zhan, M. Li [et al.] // *Energy*. 2026. Vol. 345. Art. 140076. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.140076>
78. Allouhi, A. Techno-Economic and Environmental Accounting Analyses of an Innovative Power-to-Heat Concept Based on Solar PV Systems and a Geothermal Heat Pump / A. Allouhi // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 191. P. 649–661. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.001>
79. Long Term (2050) Projections of Techno-Economic Performance of Large-Scale Heating and Cooling in the EU / R. Grosse, B. Christopher, W. Stefan [et al.]. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2017. URL: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109006/kjna28859enn.pdf>
80. Evaluating Low-Temperature Heat Sources for Large-Scale Heat Pump Integration: a Method Using Open-Source Data and Indicators / N. Fuchs, G. Yanez, B. Nkongdem, J. Thomsen // *Applied Energy*. 2025. Vol. 377, Part B. Art. 124487. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124487>
81. Industrial Heat Pumps: Electrifying Industry's Process Heat Supply: ACEEE report / E. Rightor, P. Scheihing, A. Hoffmeister, R. Papar. Washington, DC: American Council for

- an Energy-Efficient Economy, 2022. URL: <https://www.aceee.org/research-report/ie2201> (date of access: 15.04.2026).
82. Wolf, S. Systematische Anwendung von Großwärmepumpen in der Schweizer Industrie: Endbericht / S. Wolf, R. Flatau, P. Radgen, M. Blesl. Stuttgart: Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2017. URL: https://waermepumpe-izw.de/wp-content/uploads/2020/05/160510_Bfe-Bericht_WP_industr._Anwendungen.pdf
 83. Integrated Planning of a Large-Scale Heat Pump in View of Heat and Power Networks / S. Klyapovskiy, S. You, H. Cai, H. W. Bindner // IEEE Transactions on Industry Applications. 2019. Vol. 55, No 1. P. 5–15. <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2864114>
 84. Heat Recovery from Local Paper Mill in Skjern: Case Study // Euroheat & Power. 2017. URL: <https://www.euroheat.org/dhc/knowledge-hub/heat-recovery-from-local-paper-mill-in-skjern> (date of access: 15.04.2026).
 85. Albicker, M. Industrial High Temperature Heat Pumps in Germany and Europe Potentials, Application Cases and Support Policy / M. Albicker, P. Geres. Beijing, Berlin: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2022. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Projektportrait/Projektarchiv/Entrans/Industrial_high_temperature_heat_pumps_in_Germany_and_Europe_-_potentials_application_cases_and_support_EN.pdf
 86. Research on the Assessment of Specific Barriers to District Heating Deployment in Ireland: working paper № 29 / K. Lygnerud, B. Unluturk, C. Garside, J. O'Shea; Climate Change Advisory Council. Dublin: Climate Change Advisory Council, 2024. URL: <https://www.climatecouncil.ie/councilpublications/councilworkingpaperseries/Research%20on%20the%20assessment%20of%20specific%20barriers%20to%20district%20heating%20deployment%20in%20Ireland%20FINAL.pdf> (date of access: 15.04.2026).
 87. Operation Optimization in Large-Scale Heat Pump Systems: A Scheduling Framework Integrating Digital Twin Modelling, Demand Forecasting, and MILP / J. J. Aguilera, R. Padullés, W. Meesenburg [et al.] // Applied Energy. 2024. Vol. 376, Part B. Art. 124259. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124259>
 88. Gjengedal, S. Online Remote-Controlled and Cost-Effective Fouling and Clogging Surveillance of a Groundwater Heat Pump System / S. Gjengedal, L. A. Stenvik, R. K. Ramstad [et al.] // Bulletin of Engineering Geology and the Environment. 2021. Vol. 80. P. 1063–1072. <https://doi.org/10.1007/s10064-020-01963-z>
 89. Adaptive Model-Based Monitoring of Large-Scale Heat Pump Prone to Evaporator Fouling / J. J. Aguilera, W. Meesenburg, W. B. Markussen [et al.] // Proceedings of the 26th IIR International Congress of Refrigeration, Paris, France, August 21–25, 2023. Paris, 2023. 12 p. <https://doi.org/10.18462/iir.icr.2023.0565>

Поступила 10.12.2025 Подписана в печать 14.02.2026 Опубликована онлайн 31.07.2026

REFERENCES

1. On the State Program “Sustainable Energy and Energy Efficiency” for 2026–2030: Resolution of the Council of Ministers of the Republic of Belarus, December 22, 2026, No. 19. *National Legal Internet Portal of the Republic of Belarus*. Available at: <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=C22500819> (accessed 15 April 2026) (in Russian).
2. International Energy Agency, Tsinghua University Building Energy Research Center (2024) *The Future of Heat Pumps in China*. Paris, IEA. 153.
3. Hamid K., Sajjad U., Ulrich Ahrens M., Ren S., Ganesan P., Tolstorebrov I., Arshad A., Said Z., Hafner A., Wang C.-C., Wang R., Eikevik T. M. (2023) Potential Evaluation of Integrated High Temperature Heat Pumps: a Review of Recent Advances. *Applied Thermal Engineering*. 230, Part A, 120720. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.120720>
4. Li W., Li X., Wang Y., Tu J. (2018) An Integrated Predictive Model of the Long-Term Performance of Ground Source Heat Pump (GSHP) Systems. *Energy and Buildings*, 159, 309–318. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.11.012>
5. Latõšov E., Umbleja S., Volkova A. (2022) CO₂ Emission Intensity of the Estonian DH Sector. *Smart Energy*, 6, 100070. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2022.100070>

6. Sednin A. V., Dyussenov K. M. (2024) Development of Hybrid District Heating Systems. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 67 (2), 173–188 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-2-173-188>
7. Mikhalevic A. A., Rak U. A. (2021) Belarus Power Engineering System Modeling Taking into Account the Nuclear Power Plant Commissioning. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 64 (1), 5–14 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14>
8. Sednin A. V., Pozdnyakova M. I. (2023) Energy Efficiency of Using Hybrid Heating Points in Conditions of Integration of Electrical and Thermal Networks of Urban Neighborhoods. Part 1. Justification of the Feasibility of Using Hybrid Thermal Points. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 2023, 66 (6), 552–566 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-552-566>
9. *Heat Pumping Technologies. Annex 47: Simulation-Oriented Multi-Level Planning Tool for Geothermal Heat pump systems*. Available at: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/> (accessed 15 April 2026).
10. Dénarié A., Hay S., Kemper M., Komoszynska M., Leusbrock I., Madsen P. T., Pauschinger T. (ed.), Persson U., Atabaki M. S., Seidnitzer-Gallien C., Sørensen P. A., Styles A. (2025) *Guidebook for the Integration of Renewable Energy Sources into Existing District Heating and Cooling Systems: Final Report of IEA DHC Annex TS5*. Frankfurt am Main, AGFW-Projekt GmbH. Available at: https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_TS5/Final_Draft_Version/Guidbook_TS5.pdf (accessed 15 April 2026).
11. Boldrini A., Jiménez Navarro J. P., Crijns-Graus W. H. J., van den Broek M. A. (2022) The Role of District Heating Systems to Provide Balancing Services in the European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 154, 111853. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111853>
12. Ma Z., Knotzer A., Billanes J. D., Jørgensen B. N. (2020) A Literature Review of Energy Flexibility in District Heating with a Survey of the Stakeholders' Participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 123, 109750. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109750>
13. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. *Energy-Charts*. Available at: <https://www.energy-charts.info/> (accessed 15 April 2026).
14. Allouhi A. (2022) Techno-Economic and Environmental Accounting Analyses of an Innovative Power-to-Heat Concept Based on Solar PV Systems and a Geothermal Heat Pump. *Renewable Energy*, 191, 649–661. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.001>
15. Siddique M. B., Keles D., Scheller F., Nielsen P. S. (2024) Dispatch Strategies for Large-Scale Heat Pump Based District Heating under High Renewable Share and Risk-Aversion: A Multi-stage Stochastic Optimization Approach. *Energy Economics*, 136, 107764. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107764>
16. Jimenez-Navarro J.-P., Kavvadias K., Filippidou F., Pavičević M., Quoilin S. (2020) 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*, 270, 115134. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115134>
17. Kontu K., Rinne S., Junnila S. (2019) Introducing Modern Heat Pumps to Existing District Heating Systems – Global Lessons from Viable Decarbonizing of District Heating in Finland. *Energy*, 166, 862–870. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.077>
18. Galindo Fernandez M., Bacquet A., Bensadi S., Morisot P., Oger A. (2021) *Integrating Renewable and Waste Heat and Cold Sources into District Heating and Cooling Systems. Case Studies Analysis, Replicable Key Success Factors and Potential Policy Implications*. Luxembourg, Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2760/111509>
19. Pieper H., Ommen T., Buhler F., Paaske B. L., Elmegaard B., Markussen W. B. (2018) Allocation of Investment Costs for Large-Scale Heat Pumps Supplying District Heating. *Energy Procedia*, 147, 358–367. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.104>

20. Guelpa E., Verda V. (2019) Thermal Energy Storage in District Heating and Cooling Systems: A Review. *Applied Energy*, 252, 113474. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113474>
21. Tosatto A., Dahash A., Ochs F. (2023) Simulation-Based Performance Evaluation of Large-Scale Thermal Energy Storage Coupled with Heat Pump in District Heating Systems. *Journal of Energy Storage*, 61, 106721. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106721>
22. Trabert U., Pag F., Orozaliyev J., Jordan U., Vajen K. (2025) Techno-Economic Feasibility of Prosumers in Urban District Heating Systems Utilising Low-Temperature Industrial Excess Heat. *Energy*, 330, 136583. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136583>
23. Zhan C., Xu Y., Fan J., Gao M., Kong W., Wu J., Wang D., Tian Z. (2025) Validation and Optimization of a Solar Heating Plant with a Large-Scale Heat Pump. *Energy*, 319, 134898. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.134898>
24. Soleimani A., Davidsson P., Malekian R., Spalazzese R. (2025) Modeling Hybrid Energy Systems Integrating Heat Pumps and District Heating: A Systematic Review. *Energy and Buildings*, 329, 115253. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.115253>
25. Ommen T., Markussen W. B., Elmegaard B. (2014) Heat Pumps in Combined Heat and Power Systems. *Energy*, 76, 989–1000. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.016>
26. Pieper H., Ommen T., Elmegaard B., Brix Markussen W. (2019) Assessment of a Combination of Three Heat Sources for Heat Pumps to Supply District Heating. *Energy*, 176, 156–170. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.165>
27. Capone M., Guelpa E., Verda V. (2023) Optimal Installation of Heat Pumps in Large District Heating Networks. *Energies*, 16 (3), 1448. <https://doi.org/10.3390/en16031448>
28. Sayegh M. A., Jadwiszczak P., Axcell B. P., Niemierka E., Bryś K., Jouhara H. (2018) Heat Pump Placement, Connection and Operational Modes in European District Heating. *Energy and Buildings*, 166, 122–144. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.02.006>
29. Gasho E. G., Kozlov S. A., Puzakov V. S., Razorenov R.N., Sveshnikov N.I., Stepanova M. V. (2016) *Heat Pumps in Modern Industry and Municipal Infrastructure: An Informing and Methodological Publication*. Moscow, Pero Publ. 204 (in Russian).
30. Chepurnoy M. N., Kutsak O. V., Dymnich I. N. (2014) Comparison of Energy Efficiency of Heat Supply Systems from Heating Boilers and Heat Pump Installations. *Novosti teplosnabzheniya* [Heat Supply News], (1). Available at: <https://www.rosteplo.ru/img/nt/nt161.pdf> (accessed 15 April 2026) (in Russian).
31. Li Y., Fu L., Zhang S. (2015) Technology Application of District Heating System with Cogeneration Based on Absorption Heat Exchange. *Energy*, 90, 663–670. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.07.090>
32. Wen K., Zhou C., Wang X. (2025) The Analysis of Waste Heat Recovery in Steel Enterprises' Data Centers Based on the Co-ah Cycle. *PLOS One*, 20 (5), e0323455. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0323455>
33. PlanEnergi (2015) *SUNSTORE 3 Phase 2 Implementation: Final Report*. Available at: <https://planenergi.eu/wp-content/uploads/2023/09/SUNSTORE-3-Phase-2-Implementation.pdf> (accessed 15 April 2026).
34. Wei M., Yuan W., Fu L., Zhang S., Zhao X. (2018) Summer Performance Analysis of Coal-Based CCHP with New Configurations Comparing with Separate System. *Energy*, 143, 104–113. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.095>
35. Cers A., Turlajs D., Zeltinsh N. (2013) Recovery of the Waste Heat by Large Capacity Heat Pumps for Riga City District Heating System. *Modern Science*, 4 (2), 38–43.
36. Kirs T., Sukumaran S., Latšovs E., Volkova A. (2024) Use of Absorption Heat Pumps to Raise District Cooling Waste Heat Temperature for District Heating Supply in Tallinn: Technical and Economic Analysis. *Environmental and Climate Technologies*, 28 (1), 409–421. <https://doi.org/10.2478/rtuect-2024-0032>
37. Kalmykov K., Anikina I. (2021) Exploitation of a Heat Pump Unit as Part of the K-1250-6.8/25 Turbine. *The Scientific Heritage*, (80-1), 3–8. Available at: <https://www.scientific-heritage.com/wp-content/uploads/2021/12/The-scientific-heritage-No-80-80-2021-Vol-1.pdf> (accessed 15 April 2026) (in Russian).

38. Mirl N., Schmid F., Spindler K. (2018) Reduction of the Return Temperature in District Heating Systems with an Ammonia-Water Absorption Heat Pump. *Case Studies in Thermal Engineering*, 12, 817–822. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2018.10.010>
39. Sun F., Zhao X., Chen X., Fu L., Liu L. (2019) New Configurations of District Heating System Based on Natural Gas and Deep Geothermal Energy for Higher Energy Efficiency in Northern China. *Applied Thermal Engineering*, 151, 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.02.043>
40. Babakin B. S., Babakin S. B. (2017) *Refrigerants and Refrigerating Oils*. Moscow, De-Li Plus Publ. 390 (in Russian).
41. David A., Mathiesen B. V., Averfalk H., Werner S., Lund H. (2017) Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems. *Energies*, 10 (4), 578. <https://doi.org/10.3390/en10040578>
42. Zhidovich I. S., Trutaev V. I. (2001) A System Approach to Evaluating the Efficiency of Heat Pumps. *Novosti teplosnabzheniya* [Heat Supply News], (11), 44–49. Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=189 (in Russian).
43. Hoffmann K., Pearson D. F. (2011) Ammonia Heat Pumps for District Heating in Norway – A Case Study. *Institute of Refrigeration: annual proceedings*, 107. Available at: <https://iifir.org/en/fridoc/ammonia-heat-pumps-for-district-heating-in-norway-a-case-study-27750>
44. Ali H., Volkova A., Dedov A., Moser S. (2026) Rethinking Peak Load in District Heating: Operational Insights and Techno-Economic Pathways. *Energy Reports*, 15, 109061. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2026.109061>
45. MAN Energy Solutions (2024) *MAN Energy Solutions to Deliver Additional Heat Pump Unit for Aalborg's District Heating: Press Release*. Zurich. Available at: https://www.man-es.com/docs/default-source/press-releases-new/man-es_press-release_aalborg_4th-unit_e_170724.pdf?sfvrsn=77601d25_1 (accessed 15 April 2026).
46. Sultanguzin I. A., Potapova A. A. (2010) High-Temperature High-Power Heat Pumps for Heat Supply. *Novosti teplosnabzheniya* [Heat Supply News], (10), 23–27. Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2363 (in Russian).
47. Sadeghi M., Petersen T., Yang Z., Zühlsdorf B., Madsen K. S. (2024) Thermal Design and Optimization of High-Temperature Heat Pump Integrated with District Heating Benchmarked in Denmark for Process Heat Supply. *International Journal of Refrigeration*, 159, 356–370. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2023.12.025>
48. Pedersen S. E. (2011) Heat Pumping Station with a Capacity of 18 MW, Disposing of Low-Potential Waste Heat of Wastewater in Norway. *Teplovye nasosy* [Heat Pumps], (1), 37–38 (in Russian).
49. Ahrendts F., Drechsler B., Hendricks J., Küpper J., Lang S., Peil T., Scholz D., Timofeeva E., Utri M., Weidinger L., Kraus A., Weiß U., Müller S. (2023) *The Roll-out of Large-Scale Heat Pumps in Germany. Strategies for the Market Ramp-up in District Heating and Industry*. Agora Energiewende. Available at: <https://www.agora-energiewende.org/publications/the-roll-out-of-large-scale-heat-pumps-in-germany> (accessed 15 April 2026).
50. Mascherbauer P., Ortmann P., Oliva A., Schmidt D., Bakker M., Lindahl M., Pedersen S. V., Meesenburg W. (2024) *Flexibility by Implementation of Heat Pumps in Multi-Vector Energy Systems and Thermal Networks. Task 3 Report: Concepts for Heat Pump Flexibility and Promising Solutions*. Borås: IEA Heat Pumping Technologies TCP. Available at: <https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/69/2024/03/task-3reportdtifinal.pdf> (accessed 15 April 2026).
51. IEA Heat Pumping Technologies TCP (2024) *Flexibility by Implementation of Heat Pumps in Multi-Vector Energy Systems and Thermal Networks*. Borås. Available at: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex57/> (accessed 15 April 2026).
52. Terreros O., Spreitzhofer J., Basciotti D., Schmidt R. R., Esterl T., Pober M., Kerschbaumer M., Ziegler M. (2020) Electricity Market Options for Heat Pumps in Rural District Heating Networks in Austria. *Energy*, 196, 116875. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116875>
53. Kalina J. (2024) Sizing Large-Scale Industrial Heat Pump for Heat Recovery from Treated Municipal Sewage in Coal-Fired District Heating System. *Archives of Thermodynamics*, 45 (4), 155–162. <https://doi.org/10.24425/ather.2024.152001>

54. Bloess A., Schill W.-P., Zerrahn A. (2018) Power-to-Heat for Renewable Energy Integration: A Review of Technologies, Modeling Approaches, and Flexibility Potentials. *Applied Energy*, 212, 1611–1626. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.073>
55. Taltsis N., Tsers A., Pliskachev S., Dzelzitis E., Turlais D. (2011) The Experience of Utilization of Low-Potential Heat Using an Absorption Heat Pump. *Novosti teplosnabzheniya* [Heat Supply News], (5). Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3912 (accessed 15 April 2011) (in Russian).
56. Devyanin D. N., Pishikov S. I., Sokolov Yu. N. (2000) Development and Testing of a Laboratory Stand for Approbation Schemes for the Use of Heat Pumping Units in the Energy Sector at Mosenergo CHPP-28. *Novosti teplosnabzheniya* [Heat Supply News], (1). Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3638 (accessed 15 April 2011) (in Russian).
57. Efimov N.N., Papin V.V., Malyshev P.A., Bezuglov R.V. (2010) Analysis of the Use of Heat Pumps in Thermal and Nuclear Power Plants. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Severo-Kavkazskii Region. Seriya Tekhnicheskie Nauki = University News. North-Caucasian region. Technical sciences*, (4), 35–39 (in Russian).
58. Sednin V., Sednin A., Rumyantsev S. (2021) Modernization of a Combined-Cycle Gas Turbine Unit for Operation in the Dynamic District Heating Mode. *E3S Web of Conferences*, 288, 1090. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128801090>
59. State of Green, Danish District Heating Association, DBDH, Grøn Energi (2023) *Digitalisation of the Danish District Heating Sector: Case Catalogue, 2023*. Copenhagen, State of Green. Available at: https://dbdh.org/wp-content/uploads/2023/06/SoG_case_catalogue_DIGI_spreads_compressed.pdf (accessed 15 April 2026).
60. Blarke M., Lund H. (2007) Large-Scale Heat Pumps in Sustainable Energy Systems: System and Project Perspectives. *Thermal Science*, 11 (3), 143–152. <https://doi.org/10.2298/tsci0703143b>
61. Neves J., Mathiesen B. V. (2018) *Heat Roadmap Europe: Potentials for Large-Scale Heat Pumps in District Heating*. Copenhagen, Department of Planning, Aalborg University. 34. Available at: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/wp-content/uploads/sites/54/2019/07/heat-roadmap-europe.pdf> (accessed 15 April 2026).
62. Thorsen J. E., Svendsen S., Smith K. M., Ommen T., Skov M. (2021) Feasibility of a Booster for DHW Circulation in Apartment Buildings. *Energy Reports*, 7, 311–318. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.08.141>
63. Yang Q., Salenbien R., Motoasca E., Smith K., Tunzi M. (2023) Development and Test: Future-Proof Substation Designs for the Low-Temperature Operation of Domestic Hot Water Systems with a Circulation Loop. *Energy and Buildings*, 298, 113490. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113490>
64. Averfalk H., Ingvarsson P., Persson U., Gong M., Werner S. (2017) Large Heat Pumps in Swedish District Heating Systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 1275–1284. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.135>
65. Oevelen T. V., Vanhoudt D., Salenbien R. (2018) Evaluation of the Return Temperature Reduction Potential of Optimized Substation Control. *Energy Procedia*, 149, 206–215. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.185>
66. Passarelli A. F., Merlo U., Pelella F., Viscito L., Filippini S., Mauro A. W. (2026) Air-Source Ammonia Heat Pump for District Heating: a Field Modeling Approach with Focus on Frosting-Defrosting Cycles. *Applied Thermal Engineering*, 282, 128790. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2025.128790>
67. Technology Data for Energy Plants for Electricity and District Heating Generation. *Danish Energy Agency*. Available at: <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-generation-electricity-and-district-heating> (accessed 15 April 2026).
68. The World's Largest Seawater Heat Pump in Esbjerg: Project 57. *IEA Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies (HPT TCP)*. Esbjerg, 2023. Available at: <https://heatpumpingtechnologies.org/project57/case-studies/the-worlds-largest-seawater-heat-pump-in-esbjerg/> (accessed 15 April 2026).

69. Jeßberger J., Heberle F., Brüggemann D. (2024) Maximising the Potential of Deep Geothermal Energy: Thermal Output Increase by Large-Scale Heat Pumps. *Applied Thermal Engineering*, 257, 124240. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.124240>
70. Vasilyev G. P., Peskov N. V., Lichman V. A., Gornov V. F., Kolesova M. V. (2015) Simulating the Thermal Operating Conditions in the Thermal Wells of Ground-Source Heat-Pump Heat Supply Systems. Part II: Consideration of Porous Moisture Phase Transitions in Soil. *Thermal Engineering*, 62 (10), 751–756. <https://doi.org/10.1134/s0040601515100109>
71. Xiang Y., Xie Z., Furbo S., Wang D., Gao M., Fan J. (2022) A Comprehensive Review on Pit Thermal Energy Storage: Technical Elements, Numerical Approaches and Recent Applications. *Journal of Energy Storage*, 55, 105716. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105716>
72. Passamonti A., Sachse F., Bombarda P., Bracke R. (2025) Design, Construction, and Commissioning of a 500 kW High-Temperature Heat Pump Plant for the District Heating Network of Bochum, Germany. *Energy Reports*, 13, 548–561. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.11.080>
73. Hammerschmid A., Kjærgaard Larsen L., Obernberger I. (2016) SUNSTORE 4: CHP Plant Based on a Hybrid Biomass and Large Scale Solar System Results after Monitoring. *Proceedings of the 24th European Biomass Conference and Exhibition, June 6–9, 2016, Amsterdam, The Netherlands*. Florence, ETA-Florence Renewable Energies, 1686–1693. Available at: https://www.bios-bioenergy.at/images/bios/downloads/publikationen/Hybridanlagen_Hybrid_plants/056-Paper-Hammerschmid-SUNSTORE4-CHP-HybridBiomass-LargeScaleSolarSystem-Monitoringresults-EUBCE2016.pdf
74. European Commission, Directorate-General for Energy (2022) *Overview of Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive: Annexes 6 and 7: Final Version*. Luxembourg, Publications Office of the European Union. Available at: <https://dbdh.org/wp-content/uploads/2022/07/Overview-of-District-Heating-and-Cooling-Markets.pdf> (accessed 15 April 2026).
75. Jerez Monsalves J., Bergaentzlé C., Keles D. (2023) Impacts of Flexible-Cooling and Waste-Heat Recovery from Data Centres on Energy Systems: A Danish Case Study. *Energy*, 281, 128112. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128112>
76. Romanov D., Chakraborty I., Holler S. (2025) Comparative Analysis of Scenarios of Data Center Waste Heat Utilization for District Heating Networks of Different Generations. *Energy Conversion and Management*, 334, 119856. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.119856>
77. Jing Y., Zhan Z., Li M., Cai R., Xie X., Jiang Y. (2026) Large-Scale Long-Distance Data Center Waste Heat District Heating System: Exergy Analysis, System Performance, and Application. *Energy*, 345, 140076. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.140076>
78. Allouhi A. (2022) Techno-Economic and Environmental Accounting Analyses of an Innovative Power-to-Heat Concept Based on Solar PV Systems and a Geothermal Heat Pump. *Renewable Energy*, 191, 649–661. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.001>
79. Grosse R., Christopher B., Stefan W., Geyer R., Robbi S. (2017) *Long Term (2050) Projections of Techno-Economic Performance of Large-Scale Heating and Cooling in the EU*. Luxembourg, Publications Office of the European Union. Available at: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109006/kjna28859enn.pdf>
80. Fuchs N., Yanez G., Nkongdem B., Thomsen J. (2025) Evaluating Low-Temperature Heat Sources for Large-Scale Heat Pump Integration: A Method Using Open-Source Data and Indicators. *Applied Energy*, 377, 124487. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124487>
81. Rightor E., Scheihing P., Hoffmeister A., Papar R. (2022) *Industrial Heat Pumps: Electrifying Industry's Process Heat Supply: ACEEE Report*. Washington, DC, American Council for an Energy-Efficient Economy. Available at: <https://www.aceee.org/research-report/ie2201> (accessed 15 April 2026).
82. Wolf S., Flatau R., P. Radgen M. (2017) *Blesl Systematische Anwendung von Großwärmepumpen in der Schweizer Industrie: Endbericht*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Available at: https://waermepumpe-izw.de/wp-content/uploads/2020/05/160510_Bfe-Bericht_WP_industr_Anwendungen.pdf

83. Klyapovskiy S., You S., Cai H., Bindner H. W. (2019) Integrated Planning of a Large-Scale Heat Pump in View of Heat and Power Networks. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55 (1), 5–15. <https://doi.org/10.1109/tia.2018.2864114>
84. Heat Recovery from local Paper Mill in Skjern: Case Study. *Euroheat & Power* (2017). Available at: <https://www.euroheat.org/dhc/knowledge-hub/heat-recovery-from-local-paper-mill-in-skjern> (accessed 15 April 2026).
85. Albicker M., Geres P. (2022) *Industrial High Temperature Heat Pumps in Germany and Europe Potentials, Application Cases and Support Policy*. Beijing, Berlin, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Available at: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Projektportrait/Projektarchiv/Entrans/Industrial_high_temperature_heat_pumps_in_Germany_and_Europe_-_potentials_application_cases_and_support_EN.pdf
86. Lygnerud K., Unluturk B., Garside C., O'Shea J. (2024) Research on the Assessment of Specific Barriers to District Heating Deployment in Ireland: Working Paper No 29. Dublin, Climate Change Advisory Council, 2024. Available at: <https://www.climatecouncil.ie/councilpublications/councilworkingpaperseries/Research%20on%20the%20assessment%20of%20specific%20barriers%20to%20district%20heating%20deployment%20in%20Ireland%20FINAL.pdf> (accessed 15 April 2026).
87. Aguilera J. J., Padullés R., Meesenburg W., Markussen W. B., Zühlsdorf B., Elmegaard B. (2024). Operation Optimization in Large-Scale Heat Pump Systems: A Scheduling Framework Integrating Digital Twin Modelling, Demand Forecasting, and MILP. *Applied Energy*, 376, 124259. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124259>
88. Gjengedal S., Stenvik L. A., Ramstad R. K., Ulfsnes J. I., Hilmo B. O., Frengstad B. S. (2020) Online Remote-Controlled and Cost-Effective Fouling and Clogging Surveillance of a Groundwater Heat Pump System. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 80 (2), 1063–1072. <https://doi.org/10.1007/s10064-020-01963-z>
89. Aguilera J. J., Meesenburg W., Markussen W. B., Poulsen J. L., Zühlsdorf B., Elmegaard B. (2023) Adaptive Model-Based Monitoring of Large-Scale Heat Pump Prone to Evaporator Fouling. *Proceedings of the 26th IIR International Congress of Refrigeration, Paris, France, August 21–25, 2023*. Paris. <https://doi.org/10.18462/iir.icr.2023.0565>

Received: 10 December 2025

Accepted: 14 February 2026

Published online: 31 July 2026