

Научная статья
УДК 621.548 (470.21)
doi:10.37614/2949-1215.2023.14.6.002

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЕТРА ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРИБРЕЖНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Валерий Андреевич Минин¹, Сергей Игоревич Кривцов²

^{1,2}Центр физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра
Российской академии наук, Апатиты, Россия

¹v.minin@ksc.ru

²s.krivcov@ksc.ru

Аннотация

Оценено состояние теплоснабжения удалённых прибрежных потребителей Мурманской области. Предложено использование местного энергоресурса — энергии ветра, потенциал которого в прибрежных районах достаточно высок. Показано, что совместная работа котельных и ветроэнергетических установок может способствовать существенной экономии топлива и снижению себестоимости вырабатываемой тепловой энергии.

Ключевые слова:

Мурманская область, прибрежные потребители, теплоснабжение, энергия ветра, ветроэнергетические установки, перспективы использования

Благодарности:

работа выполнена в рамках государственного задания Центра физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра Российской академии наук (FMEZ-2022-0014).

Для цитирования:

Минин В. А., Кривцов С. И. Перспективы использования энергии ветра для теплоснабжения прибрежных потребителей Мурманской области // Труды Кольского научного центра РАН. Серия: Технические науки. 2023. Т. 14, № 6. С. 13–28. doi:10.37614/2949-1215.2023.14.6.002.

Original article

PROSPECTS FOR THE USE OF WIND ENERGY FOR HEAT SUPPLY TO COASTAL CONSUMERS OF THE MURMANSK REGION

Valerii A. Minin¹, Sergei I. Krivtsov²

^{1,2}Northern Energetics Research Centre of the Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences,
Apatity, Russia

¹v.minin@ksc.ru

²s.krivcov@ksc.ru

Abstract

A state of heat supply to remote coastal consumers of the Murmansk region is estimated. This article proposes to use the local energy resource — wind energy — which has a sufficiently high potential in coastal areas. It is shown that joint operation of boiler houses and wind power plants can contribute to significant fuel savings and the reduction of the prime cost of the generated thermal energy.

Keywords:

Murmansk region, coastal consumers, heat supply, wind energy, wind power plants, prospects for the use

Acknowledgments:

The work was carried out within the framework of the State Research Program of the Northern Energetics Research Centre of the Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences (FMEZ-2022-0014).

For citation:

Minin V. A., Krivtsov S. I. Prospects for the use of wind energy for heat supply to coastal consumers of the Murmansk region // Transactions of the Kola Science Centre of RAS. Series: Engineering Sciences. 2023. Vol. 14, No. 6. P. 13–28. doi:10.37614/2949-1215.2023.14.6.002.

Введение

В последние годы проявляется повышенный интерес к использованию нетрадиционных возобновляемых источников энергии [1–4] — солнечной и ветровой энергии, гидроэнергии малых рек, морских приливов, волн, течений и др. Все эти экологически чистые источники распространены на обширных территориях, и их можно рассматривать как местные энергетические ресурсы.

Использование возобновляемых источников наиболее перспективно в тех районах, где, с одной стороны, имеет место их повышенный потенциал, с другой — дефицит обычных традиционных топливных ресурсов. К числу таких районов относится Мурманская область, в которую топливо (уголь, нефтепродукты, газ, ядерное горючее) завозится из других регионов страны на расстояние 2000–3000 км и более.

Внутри Мурманской области особое внимание привлекают удалённые децентрализованные потребители, расположенные как в прибрежных, так и глубинных районах Кольского полуострова. Доставка туда затруднена, приходится использовать распределительный морской, автомобильный, бездорожный транспорт, иногда авиацию [5]. Из-за высоких транспортных расходов на топливо себестоимость тепловой энергии, вырабатываемой на местных котельных, оказывается значительно выше, чем у аналогичных потребителей, расположенных в центральных районах области.

Именно применительно к удалённым децентрализованным потребителям представляется важным и актуальным изучить вопрос об использовании в прибрежных районах Баренцева и Белого морей ветровой энергии. Ветер на побережье Кольского полуострова имеет достаточно высокий потенциал, и он сам «транспортируется» к потребителю. Максимум поступления ветровой энергии имеет место в холодное время года. Это обстоятельство является важной предпосылкой для широкого практического использования ветра на нужды теплоснабжения.

Состояние теплоснабжения удалённых прибрежных потребителей

В прибрежных районах Мурманской области расположено несколько десятков малых удалённых населённых пунктов [6]. В зависимости от их местонахождения, направления хозяйственной деятельности и объёмов потребления тепловой энергии можно выделить следующих характерных потребителей:

1. Прибрежные метеорологические станции и маяки (рис. 1, а, б). Для их теплоснабжения в настоящее время используются котлы производительностью до 0,02–0,03 Гкал/ч или простые огневые печи.

2. Прибрежные пограничные заставы, места базирования геологов, рыбаков, охотников, оленеводов (рис. 1, в). Для теплоснабжения этих объектов используют котельные установки мощностью 0,10–0,15 Гкал/ч на угле или жидком топливе.

3. Прибрежные объекты Северного флота России, обеспечивающие жизнедеятельность различных служб флота. Отопительная нагрузка этих объектов достигает 0,3–0,5 Гкал/ч и обеспечивается котельными установками, работающими на угле или жидком топливе.

4. Рыболовецкие колхозы, крупные оленеводческие хозяйства, отдельные посёлки (рис. 1, в). Они обеспечиваются тепловой энергией от котельных установок на органическом топливе мощностью 1–2 Гкал/ч и более.

В Мурманскую область нефтепродукты, уголь, сжиженный газ и другие виды топлива доставляются по железной дороге и затем на крупных объектах теплоэнергетики топливо разгружается на топливохранилища прямо с колёс. Доставка топлива на котельные в населённые пункты, с которыми нет железнодорожного сообщения, осуществляется автомобильным, морским или бездорожным транспортом.

Перевозка топлива по морю выполняется в период летней навигации. Как правило, завозится полный запас топлива на год. При отсутствии причальных сооружений разгрузка судов производится на рейде, а затем вывоз топлива на берег осуществляется с использованием маломерного флота.

Местные перевозки топлива различными видами транспорта приводят к его существенному удорожанию: например, автомобильным транспортом — в 1,2–1,5 раза, водным морским — в 1,3–1,8 раза, бездорожным — в 1,5–2,5 раза, а при использовании авиации — в 3 раза и более по отношению к отпускной цене на опорных пунктах топливоснабжения.

Высокая стоимость топлива оказывает негативное влияние на технико-экономические показатели работы теплогенерирующих установок. По этой причине в удалённых населённых пунктах довольно остро встаёт вопрос о бережном использовании ввозимого топлива и об изыскании мер по его экономии.

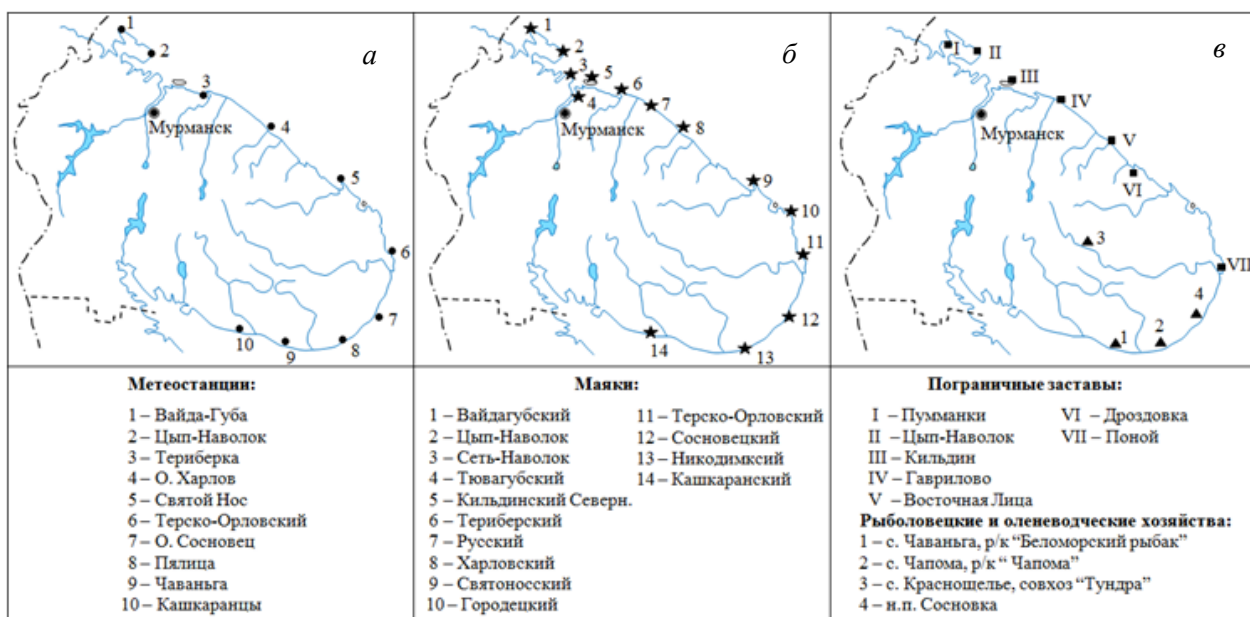


Рис. 1. Расположение автономных потребителей энергии на побережье Кольского полуострова [6]

Fig. 1. The location of autonomous energy consumers on the coast of the Kola Peninsula [6]

Наряду с нефтепродуктами в удалённых населённых пунктах могут использоваться также уголь, дрова, отходы лесопиления. Удельный расход топлива на котельных установках мощностью менее 2 Гкал/ч составляет около 240–280 кг у. т./Гкал.

Число часов использования в году установленной мощности котельных зависит от их назначения и климатических условий в районе эксплуатации. В рассматриваемых районах Мурманской области этот показатель у отопительных котельных составляет 3000–3500 часов.

Объём и характер потребления энергии в мелких населённых пунктах зависит от ряда факторов: направленности хозяйственной деятельности, численности населения, климатических условий, строительно-планировочной характеристики и др.

Технико-экономические показатели теплоснабжения малых удалённых потребителей

Для теплоснабжения малых прибрежных населённых пунктов используются котельные установки, работающие на нефтепродуктах, угле, дровах и других видах топлива.

Приведённые затраты на выработку тепловой энергии определяются выражением:

$$Z_k = S_k + E_n \cdot K_k, \quad (1)$$

где S_k и K_k — годовые эксплуатационные расходы (ежегодные издержки) и капиталовложения, руб., соответственно; E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, принимаемый в энергетике равным 0,12.

Основными составляющими эксплуатационных расходов котельных являются затраты на топливо S_k^T , заработную плату $S_k^{зп}$, амортизацию и текущий ремонт $S_k^{ам}$ и прочие расходы $S_k^{пр}$.

Для суммарных приведённых затрат можно записать:

$$Z_k = S_k^T + S_k^{зп} + S_k^{ам} + S_k^{пр} + E_n \cdot K_k = \frac{0,143 Q_k h_k^{\max}}{\eta_k \eta_{тх}} z^T + 1,2 (p_k Q_k \Pi_k + b_k K_k) + E_n K_k, \quad (2)$$

где Q_k — установленная мощность котельной, Гкал/ч; $h_k^{\max}$ — число часов использования в году максимальной мощности котельной; z^T — стоимость топлива франко-котельная, руб/т у. т.; η_k — КПД котлов; $\eta_{тх}$ — коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке и хранении

(для жидкого топлива — 0,95, для угля — 0,8); p_k — штатный коэффициент, чел/Гкал; P_k — годовая заработная плата одного работника котельной, руб/(чел·год); b_k — норма амортизационных отчислений в долях от капиталовложений K_k ; 1,2 — коэффициент, учитывающий составляющую прочих расходов.

Тепловая нагрузка малых населённых пунктов с числом жителей до 1 000 человек обычно не превышает 3 Гкал/ч. В связи с этим рассмотрение вариантов теплоснабжения таких потребителей можно провести на примере следующего мощностного ряда котельных: 0,02; 0,05; 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 2,0 Гкал/ч.

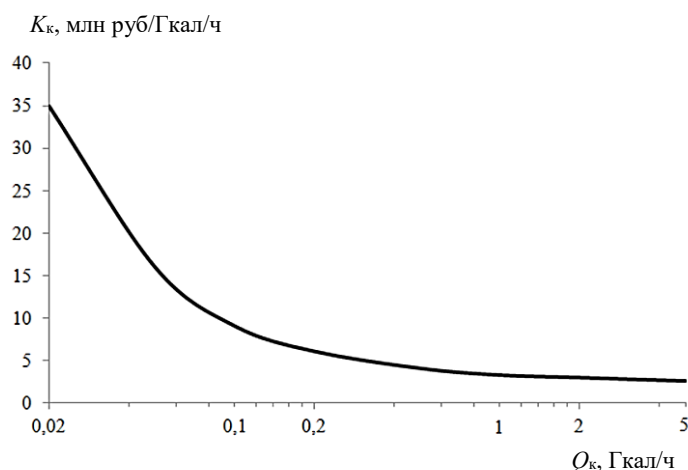


Рис. 2. Зависимость удельных капиталовложений в котельные на жидком топливе от их мощности
Fig. 2. The dependence of specific investments in liquid fuel boiler houses on their capacities

Затраты на привозное топливо существенно зависят от удалённости потребителей и состояния дорожно-транспортной сети. В 2023 г., по состоянию на I квартал, цена на дизельное топливо на опорных базах топливоснабжения достигала 70 тыс. руб. за 1 т, на мазут — около 30 тыс. руб/т, на уголь — 8 тыс. руб/т. Число часов использования в году установленной мощности котельной $h_k^{\max}$ применительно к прибрежным населённым пунктам Кольского полуострова может быть принято равным 3000–3500 часов.

Данные о КПД котлов, численности обслуживающего персонала представлены в таблице, а сведения о капиталовложениях (удельных) в котельные на жидком топливе на рис. 2. Капиталовложения в котельные на угле и дровах выросли в 1,3 и 1,8 раза

соответственно, по сравнению с котельными на жидком топливе, как это рекомендовано в работе [7].

Коэффициенты полезного действия котлов малой мощности
и численность обслуживающего персонала котельных
Low power boiler efficiency factors and a number of boiler house service staff

КПД котлов				Численность персонала, чел.			
Мощность котла, Гкал/ч	Вид топлива			Мощность котельной, Гкал/ч	Вид топлива		
	дрова	уголь	жидкое топливо		уголь	жидкое топливо	дрова
0,02	0,40	0,50	0,60	Встроенные котельные			
0,05	0,45	0,50	0,60	0,02	4	3	5
0,1	0,45	0,50	0,60	0,05	5	4	7
0,2	0,50	0,55	0,65	0,10	6	4	8
0,5	0,50	0,55	0,65	Отдельно стоящие котельные			
1,0	0,55	0,60	0,70	0,5	8	6	10
2,0	0,55	0,60	0,70	1,0	9	7	12
5,0	0,60	0,65	0,75	2,0	11	8	14
				5,0	18	14	23

Годовая заработная плата одного работника котельной в условиях Мурманской области принималась равной 600 тыс. руб. (50 тыс. руб/мес.), норма амортизационных отчислений на мелких котельных принята равной 10 %.

Основными факторами, определяющими технико-экономические показатели работы котельных, являются их мощность и стоимость используемого топлива. Для оценки влияния этих факторов был проведен ряд расчётов при различных исходных данных.

Как отмечено выше, топливо для работы котельных в прибрежные населённые пункты Мурманской области (см. рис. 1) завозится в основном с использованием морского транспорта. Опыт такой доставки показывает, что с учётом стоимости погрузочно-разгрузочных работ и собственно перевозки (движенческой операции) топливо в итоге дорожает примерно на 20 тыс. руб/т, то есть если вблизи железной дороги цена за 1 т дистиллятного топлива составляет 60–70 тыс. руб., то после доставки в прибрежные пункты она возрастает до 80–90 тыс. руб/т или 60–65 тыс. руб/т у. т.

Выше отмечалось, что в Мурманской области уголь является самым дешёвым привозным видом топлива. Его цена после выгрузки с железной дороги составляет всего около 8 тыс. руб/т. В пересчёте на условное топливо (с учётом теплотворной способности около 5 000 ккал/кг) средняя стоимость угля получается близкой к 11 тыс. руб/т у. т. Однако нужно иметь в виду, что если затраты на перевозку 1 т груза, как отмечено выше, 20 тыс. руб., то после доставки потребителю цена 1 т угля вырастет до 28 тыс. руб. или в пересчёте на условное топливо — примерно 39 тыс. руб.

Стоимость заготовки дров в Мурманской области в среднем составляет около 1 600 руб/м³. Принимая плотность дров равной 0,7 т/м³, теплотворную способность 2500 ккал/кг, получим стоимость 1 т дров в пересчёте на условное топливо равной около 6 тыс. руб.

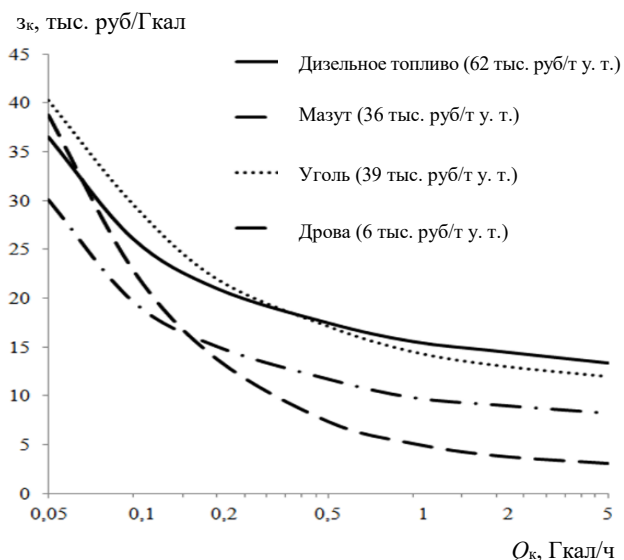


Рис. 3. Удельные приведенные затраты на тепловую энергию, вырабатываемую котельными в удалённых населённых пунктах

Fig. 3. Specific discounted costs on thermal energy generated by boiler houses in remote settlements

На рис. 3 представлены результаты расчёта удельных приведённых затрат на тепловую энергию, вырабатываемую котельными в удалённых прибрежных населённых пунктах. В расчёте учтены изложенные выше соображения о росте стоимости различных видов топлива в ходе осуществления местных перевозок. Несмотря на то, что уголь является самым дешёвым из привозимых по железной дороге видов топлива, тем не менее применительно к удалённым прибрежным потребителям удельные приведённые затраты и себестоимость тепловой энергии, вырабатываемой угольными котельными, оказываются высокими — почти такими же, как у котельных на дистиллятном топливе. Причиной тому высокие расходы на местный распределительный транспорт угля, более высокие удельные капиталовложения в котельные на угле и высокая численность обслуживающего персонала.

Из всего этого следует, что, несмотря на дешевизну угля вблизи железной дороги,

его использование в удалённых населённых пунктах (по сравнению с жидким топливом) экономически не оправдывается. Целесообразность завоза и использования мазута из-за технологических трудностей с его перегрузкой (необходимостью разогрева паром) также представляется сомнительной. Заменить мазут, скорее всего, может местное древесное топливо, если существует возможность его заготовки в достаточных количествах, как, например, на южном побережье Кольского полуострова. Однако такой вариант отсутствует на северном побережье, расположенном в зоне открытой голой тундры, где альтернативы использованию жидкого топлива не имеется. Здесь, по-видимому, теплоснабжение ещё долго будет базироваться на сжигании жидкого топлива (дизельного, печного бытового, флотского мазута и др.).

Структура затрат на выработку тепловой энергии малыми котельными представлена на рис. 4, из которого видно, что доминирующими являются затраты на топливо и заработную плату, на них приходится до 75–90 % всех расходов.

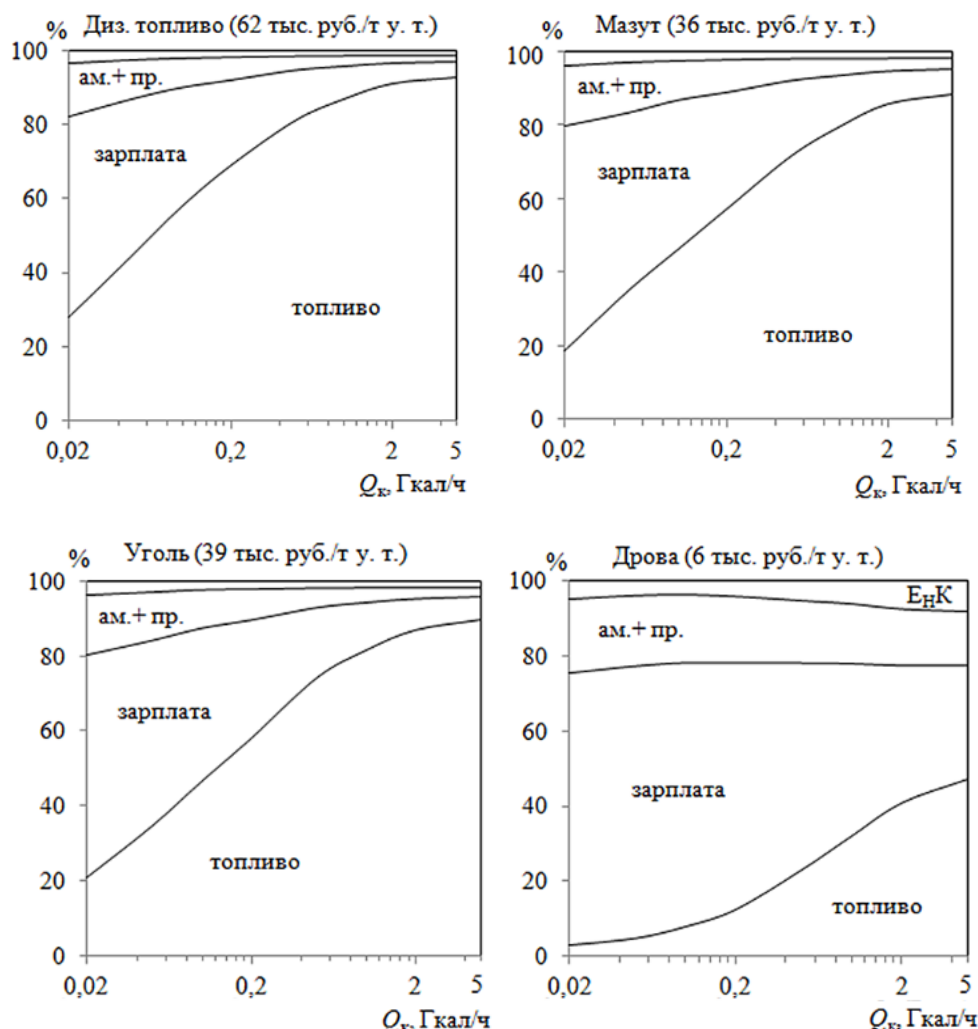


Рис. 4. Структура затрат на выработку тепловой энергии котельными в удалённых населённых пунктах
Fig. 4. The structure of discounted costs on a generation of the thermal energy by boiler houses in remote settlements

Анализ особенностей работы малых котельных свидетельствует о необходимости улучшения показателей их работы, снижения затрат на выработку тепловой энергии. Одним из направлений повышения эффективности теплоснабжения прибрежных потребителей Кольского полуострова может быть вовлечение в оборот такого местного возобновляемого источника энергии, как ветер.

Потенциал ветра прибрежных районов Мурманской области

Мурманская область в основном расположена за Северным полярным кругом, что в значительной степени определяет её природно-климатические условия. Существенное влияние на климат оказывает тёплое атлантическое течение Гольфстрим, омывающее северное побережье Кольского полуострова. Оно обуславливает сравнительно мягкую продолжительную зиму и короткое прохладное лето, а соседство незамерзающего Баренцева моря с холодной сушей — повышенную интенсивность ветра. Среднегодовые скорости ветра в прибрежных районах достигают 6–8 м/с (рис. 5).

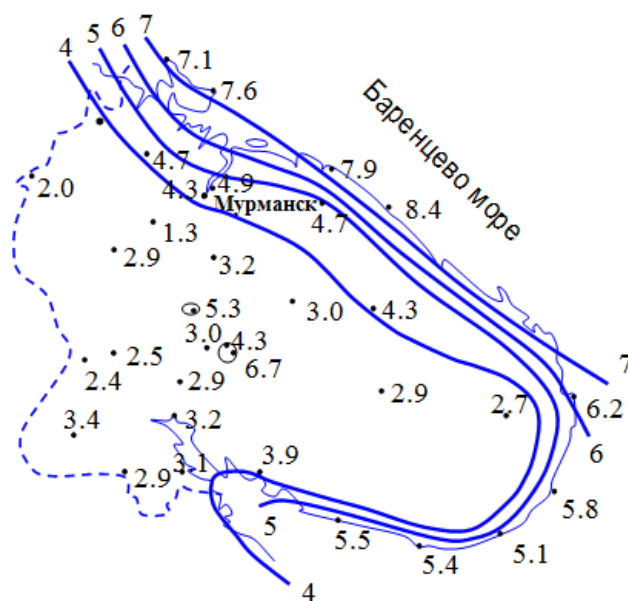


Рис. 5. Средние многолетние скорости ветра (м/с) на высоте 10 м от поверхности земли в условиях открытой ровной местности [7]

Fig. 5. Average multi-year wind speeds (m/s) at a 10-meter mark above the ground in a flat open-surface terrain [7]

Сезонный максимум ветра приходится на холодное время года — период с октября по апрель (рис. 6) — и совпадает с наибольшей потребностью в тепловой энергии на нужды отопления. Продолжительность отопительного сезона составляет в среднем 250–300 дней в году, достигая в отдельных пунктах побережья Баренцева моря 350 дней.

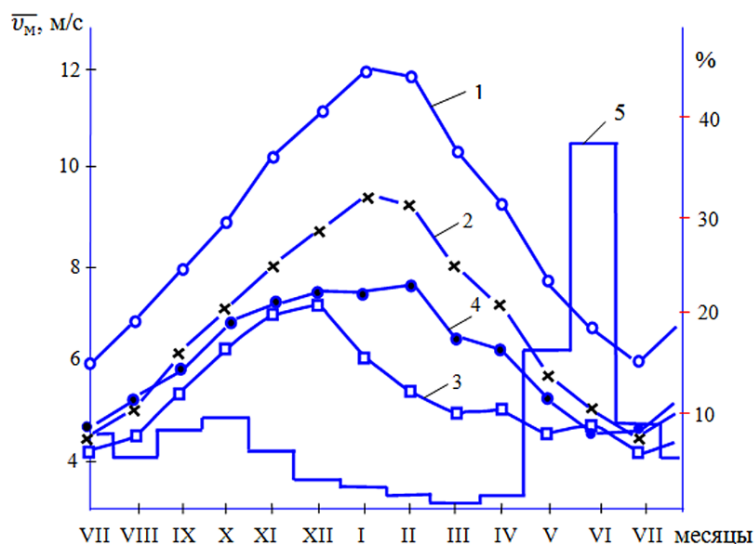


Рис. 6. Годовой ход среднемесячных скоростей ветра на островах (1), на побережье Баренцева (2) и Белого (3) морей, в Хибинах (4) и гидрограф рек (5) [8]:

1 — метеостанция о. Харлов; 2 — Дальние Зеленцы; 3 — Чаванга; 4 — Центральная

Fig. 6. The annual course of average monthly wind speeds on the islands (1) and coast (2) of the Barents Sea, on the coast of the White Sea (3), in the Khibiny Mountains (4), and a river hydrograph (5) [8]:

1 — the weather station of Kharlov Island; 2 — Dalniye Zelentsy; 3 — Chavanga; 4 — Tsentralnaja

Существует ряд факторов, благоприятствующих использованию энергии ветра на нужды отопления:

1. Продолжительный отопительный сезон.

2. Повышенный потенциал ветра в зимнее время, когда потребность в тепловой энергии максимальна.

3. Ветер является вторым после наружной температуры воздуха параметром, определяющим объёмы теплопотребления. Применение ВЭУ позволяет превратить ветер из климатического фактора, определяющего повышенные теплопотери, в полноценный источник энергии, обеспечивающий именно в ветреные периоды активное поступление энергии на нужды отопления.

4. При использовании энергии ветра на нужды отопления не обязательны высокие требования к качеству энергии, вырабатываемой установкой.

5. При использовании ВЭУ для теплоснабжения не столь критичным становится основной недостаток ветровой энергии — непостоянство во времени. Кратковременные секундные и минутные изменения мощности ВЭУ сглаживаются за счёт аккумулирующей способности самой системы теплоснабжения и отапливаемых зданий. Сглаживание более продолжительных затиший возможно за счёт подключения специальных аккумулирующих устройств или дублирующих источников тепла на органическом топливе.

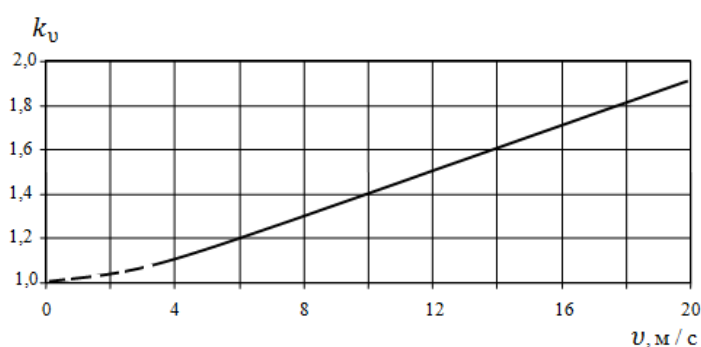


Рис. 7. Относительный рост тепловых потерь здания вследствие увеличения скорости ветра [8–10]

Fig. 7. The relative growth of the building heat losses from the wind speed [8–10]

от ветра (см. рис. 7); t_v и t_n — внутренняя и наружная температура воздуха, °С.

Объём и тепловая характеристика здания — величины постоянные, поэтому потребление тепла зависит только от перепада внутренней и наружной температур $\Delta t = (t_v - t_n)$ и от поправки на ветер, учитываемой коэффициентом k_v .

Если наряду с котельной для отопления использовать ВЭУ соизмеримой мощности, то часть графика отопительной нагрузки будет покрываться от установки, а часть — от котельной. В периоды сильного ветра ВЭУ может в значительной мере или полностью обеспечить потребности в тепле, а иногда даже создать избыток энергии, зато в периоды холодной маловетреной погоды почти вся нагрузка ложится на котельную.

Всё сказанное можно проследить по рис. 8, на котором представлен фрагмент хронологического хода возможного участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки. Расчёты выполнены для случая, когда мощность котельной и ВЭУ равны ($\beta^* = N_{ВЭУ}/N_k = 1$). Кривая с чёрными точками представляет собою график потребности в тепловой энергии при температуре t_v , равной 20 °С, и отсутствии ветра. Если учесть влияние ветра, то реальный график теплопотребления будет выше, на рисунке он обозначен утолщённой ступенчатой линией 1. На деле предложение со стороны ВЭУ редко будет точно совпадать с потребностью со стороны потребителя. Чаще либо выработка ВЭУ, отмеченная на рис. 8 позицией 2, будет превышать потребности и создавать избытки энергии (область 3), либо её будет не хватать для полного покрытия потребностей и придётся часть графика нагрузки (область 4) покрывать за счёт котельной.

На рис. 7 приведена зависимость роста тепловых потерь здания от скорости ветра, показывающая, что при высоких скоростях ветра (10–18 м/с) теплопотери возрастают в 1,4–1,8 раза.

Потребность здания в тепловой энергии определяется выражением

$$Q = qBk_v(t_v - t_n), \quad (3)$$

где q — удельная тепловая характеристика здания, ккал/м³·ч·°С; B — наружный объём отапливаемого здания, м³; k_v — коэффициент, учитывающий рост тепловых потерь

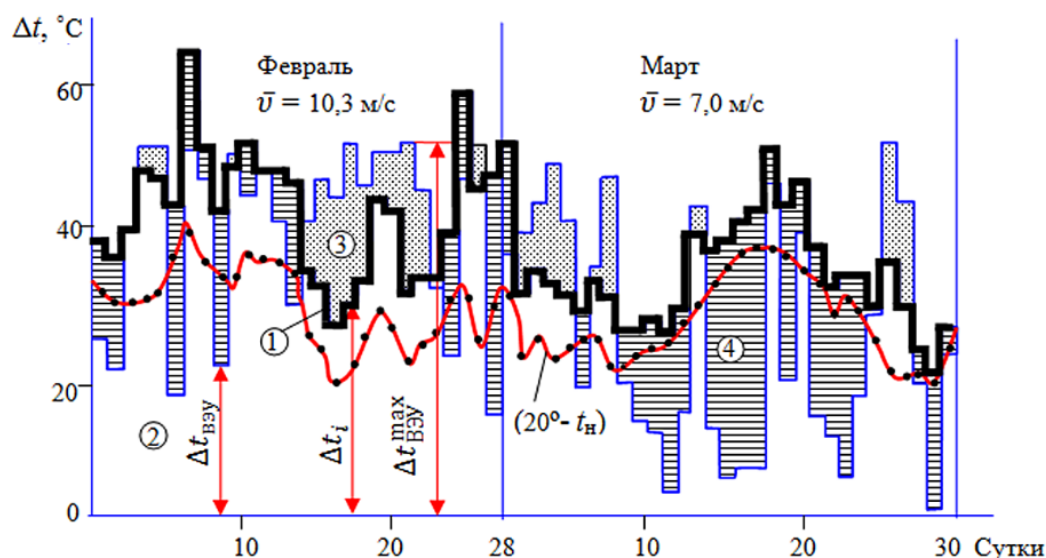


Рис. 8. Фрагмент хронологического хода участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки на ветроэнергетическом полигоне КНЦ РАН в пос. Дальние Зеленцы на побережье Баренцева моря: 1 — график тепловой нагрузки; 2 — полезно используемая энергия ВЭУ; 3 — избыточная энергия ВЭУ; 4 — энергия, вырабатываемая котельной

Fig. 8. The fragment of the chronological course of the WPP participation in covering the heating load schedule at the wind power test site of the KSC of the RAS in Dalniye Zelentsy on the coast of the Barents Sea: 1 — the thermal load schedule; 2 — the usable energy of WPP; 3 — the excess energy of WPP; 4 — the energy generated by the boiler house

Оценка эффективности совместной работы котельной и ВЭУ

Оценка эффективности с использованием критерия минимума приведённых затрат. Доля α^T участия ВЭУ в теплоснабжении потребителя определяется как отношение полезно использованной выработки ВЭУ, вписавшейся в график отопительной нагрузки, ко всему объёму теплоснабжения. Как показано в работах [7–11], аналитически зависимость α^T от режима ветра (среднегодовой скорости ветра $\bar{v}$), технической характеристики ВЭУ (расчётной скорости v_p) и мощности ВЭУ (параметра β^T) аппроксимируется выражением

$$\alpha^T = 1 - \exp \left[-3,2 \left(\frac{\bar{v}}{v_p} \right)^2 \right] \beta^T. \quad (4)$$

По аналогии с формулой (2) приведённые затраты в варианте совместной работы котельной и ВЭУ определяются выражением

$$z_{к+ВЭУ} = (1 - \alpha^T) S_k^T + 1,2(p_k N_k^{\max} \Pi_k + b_k K_k) + 1,2b_{ВЭУ} K_{ВЭУ} + E_n K_k + E_n K_{ВЭУ}, \quad (5)$$

где $b_{ВЭУ}$ — норма амортизационных отчислений ВЭУ в долях от капиталовложений $K_{ВЭУ}$.

Используя показатель α^T из выражения (4), для приведённых затрат в варианте совместной работы котельной и ВЭУ получим:

$$z_{к+ВЭУ} = S_k^T \exp \left[-3,2 \left(\frac{v_p}{\bar{v}} \right)^2 \right] \beta^T + 1,2(p_k N_k^{\max} \Pi_k + b_k K_k) + (1,2b_{ВЭУ} + E_n) \beta^T N_k^{\max} \cdot 1163 k_{ВЭУ} + E_n K_k, \quad (6)$$

где $\beta^T N_k^{\max} \cdot 1163 k_{ВЭУ} = K_{ВЭУ}$ — капиталовложения в ВЭУ.

Раскрывая величину топливной составляющей и переходя к удельным приведённым затратам, будем иметь:

$$z_{к+ВЭУ} = \frac{0,143z^T}{\eta_k \eta_{тх}} \exp \left[-3,2 \left(\frac{v_p}{\bar{v}} \right)^{-2} \beta^T \right] + \frac{1,2}{h_k^{\max}} (p_k \Pi_k + b_k k_k) + \frac{1,2b_{ВЭУ} + E_n}{h_k^{\max}} \beta^T \cdot 1163 k_{ВЭУ} + \frac{E_n k_k}{h_k^{\max}}, \quad (7)$$

где k_k и $k_{ВЭУ}$ — удельные капиталовложения в котельную и ВЭУ.

Полученное выражение учитывает комплекс факторов, влияющих на эффективность применения ВЭУ: режим ветра (среднегодовую скорость $\bar{v}$), техническую характеристику ВЭУ (расчётную скорость ветра v_p), число часов использования в году установленной мощности котельной $h_k^{\max}$, стоимость топлива z^T , удельные капиталовложения в ВЭУ $k_{ВЭУ}$ и др.

Второе и четвёртое слагаемые выражения (7) не зависят от мощности ВЭУ (параметр β^T). Первое слагаемое определяет затраты на топливо, с увеличением мощности ВЭУ эти затраты убывают. Третье слагаемое определяется величиной капиталовложений в ВЭУ. С ростом мощности установки капиталовложения увеличиваются. Минимум приведённых затрат и оптимальное $\beta_{\text{опт}}^T$, как было показано в [7], определяется выражением

$$\beta_{\text{опт}}^T = \frac{1}{3,2} \left(\frac{v_p}{\bar{v}} \right)^2 \ln \left[\frac{3,2}{1,2b_{ВЭУ} + E_n} \cdot \frac{h_k^{\max} 0,143z^T}{\eta_k \eta_{тх} \cdot 1163 k_{ВЭУ} \left(\frac{v_p}{\bar{v}} \right)^2} \right]. \quad (8)$$

Подставляя (8) в (7), найдём минимум удельных приведённых затрат в варианте совместной работы котельной и ВЭУ:

$$z_{к+ВЭУ}^{\min} = \frac{1,2b_{ВЭУ} + E_n}{3,2} \cdot \frac{1163 k_{ВЭУ}}{h_k^{\max}} \left(\frac{v_p}{\bar{v}} \right)^2 \left\{ 1 + \ln \left[\frac{3,2}{1,2b_{ВЭУ} + E_n} \cdot \frac{h_k^{\max} 0,143z^T}{\eta_k \eta_{тх} \cdot 1163 k_{ВЭУ} \left(\frac{v_p}{\bar{v}} \right)^2} \right] \right\} + \frac{1,2}{h_k^{\max}} (p_k \Pi_k + b_k k_k) + E_n \frac{k_k}{h_k^{\max}}. \quad (9)$$

Нужно также учитывать, что удельные капиталовложения в ВЭУ $k_{ВЭУ}$ зависят от мощности самой установки. Обзор данных, имеющихся в работе [12], позволил построить график такой зависимости (рис. 9).

На рис. 10 показана зависимость удельных приведённых затрат от параметра β^T при различных затратах на топливо z^T . Кривые построены для ветровых условий северного побережья Кольского полуострова (среднегодовая скорость $\bar{v} \cong 8$ м/с; расчётная $v_p = 1,5\bar{v}$, удельные капиталовложения в ВЭУ принимались согласно рис. 9).

Расчёты показали, что с удорожанием топлива удельные приведённые затраты возрастают, но по мере наращивания доли ВЭУ минимум затрат смещается в область более высоких значений β^T , то есть в сторону более мощной ВЭУ. По сравнению с вариантом теплоснабжения только от котельной ($\beta^T = 0$) внедрение ВЭУ обеспечивает снижение приведённых затрат на 10–23 % при мощности котельной 0,1–0,2 Гкал/ч и на 22–33 % при мощности котельной 0,5–1,0 Гкал/ч. Увеличение эффекта от применения ВЭУ на более мощных котельных объясняется более высокой долей топливной составляющей в структуре приведённых затрат (см. рис. 4).

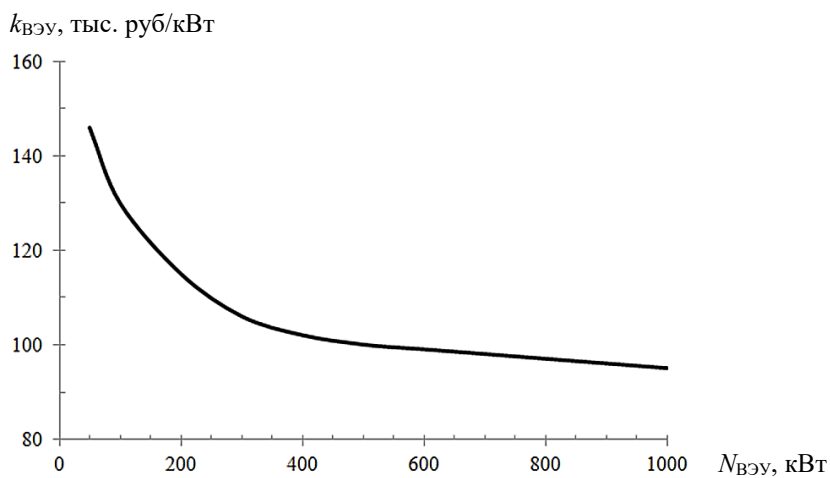


Рис. 9. Зависимость удельных капиталовложений в ВЭУ от их мощности
Fig. 9. The dependence of specific investments in WPPs on their capacities

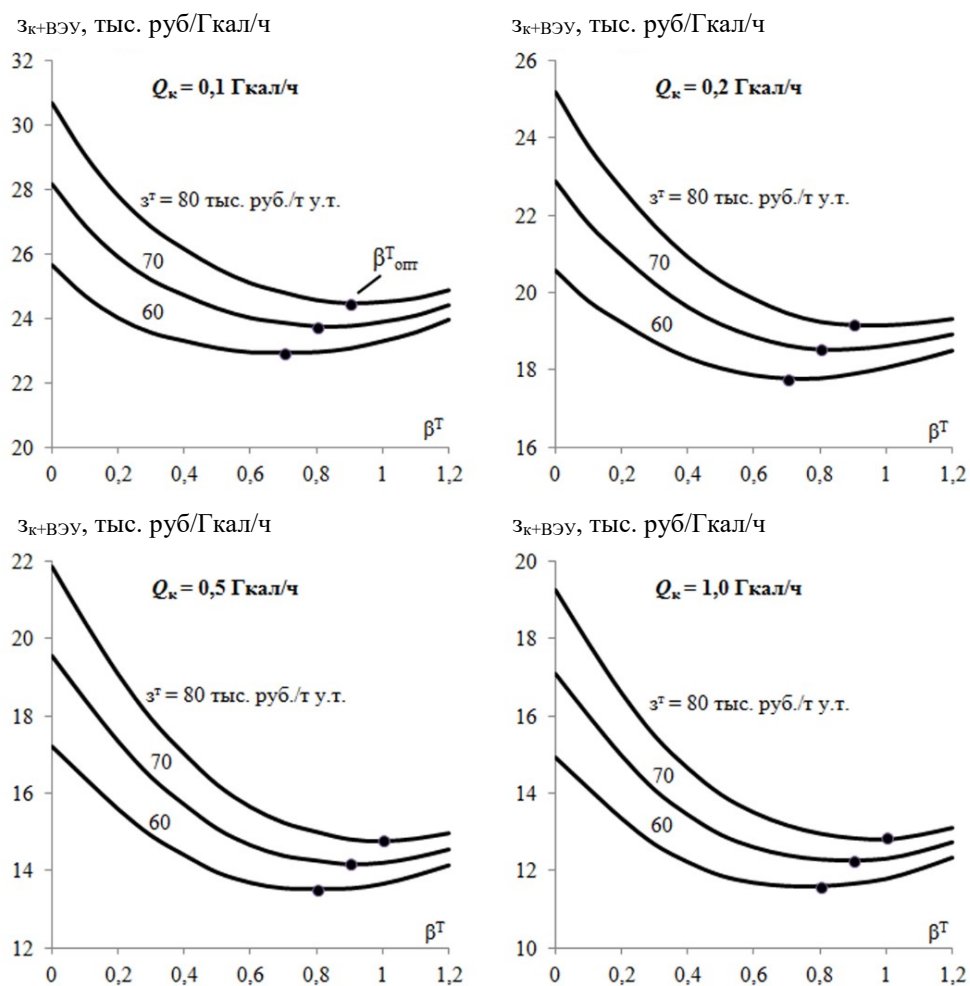


Рис. 10. Удельные приведённые затраты в вариантах совместной работы котельной и ВЭУ
Fig. 10. Specific discounted costs in various joint operations of the boiler house and WPP

Применительно к условиям прибрежных районов Мурманской области были проведены расчёты $\beta_{\text{опт}}^T$ при следующих показателях: $v_p / \bar{v} = 1,5$; $h_k^{\text{max}} = 3000\text{--}3500$ — число часов использования в году максимальной мощности котельной; $z^T = 60\text{--}80$ тыс. руб/т у. т. — удельные приведённые затраты на топливо франко-котельная; $b_{\text{ВЭУ}} = 0,05$ — норма амортизационных отчислений; 1,2 — коэффициент, учитывающий составляющую прочих расходов; $\eta_k = 0,7$ — КПД котельной; $\eta_{\text{тх}} = 0,95$ — коэффициент, учитывающий потери жидкого топлива при транспортировке и хранении $k_{\text{ВЭУ}} = 100\text{--}150$ тыс. руб/кВт — удельные капиталовложения в ВЭУ (см. рис. 9); 0,143 и 1163 — переводные коэффициенты, т у. т. / Гкал и кВт·ч/Гкал соответственно.

Расчёты показали (см. рис. 10), что при стоимости топлива 60 тыс. руб/т у. т. себестоимость тепловой энергии на котельных мощностью 0,1; 0,2; 0,5; 1,0 Гкал, работающих без ВЭУ ($\beta^T = 0$), составит около 26, 21, 17 и 15 тыс. руб/Гкал соответственно. Оптимальное внедрение ВЭУ, обеспечивающее минимум приведённых затрат, достигается при соотношении мощностей ВЭУ и котельной в пределах $\beta_{\text{опт}}^T = 0,7\text{--}0,9$.

Оценка эффективности применения ВЭУ с использованием показателя чистого дисконтированного дохода. В этом случае речь пойдёт об окупаемости средств, вкладываемых в сооружение ВЭУ. Если собственные средства у потребителя отсутствуют, то их придётся заимствовать в банке под определённый процент и возвращать в дальнейшем с учётом существующего уровня инфляции. В первой половине 2023 г. в Сбербанке России можно было получить кредит по заёмной ставке $n_r = 12\text{--}13$ % годовых. Если исходить из прогноза показателя инфляции на 2023 г. в размере $b = 5\text{--}7$ %, то так называемая реальная процентная ставка r , определяемая выражением

$$r = \frac{n_r - b}{1 + b}, \quad (10)$$

составит около 7 %.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется как сумма текущих доходов за весь расчётный период, приведённая к начальному шагу:

$$\text{ЧДД} = \left[\frac{B_1}{1+r} + \frac{B_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+r)^n} \right] - I_0, \quad (11)$$

где $B_1, B_2, \dots, B_n$ — текущий эффект (доход) от работы ВЭУ за соответствующий год (с года 1-го до года n -го) в течение всего срока службы n ; r — реальная процентная ставка; I_0 — инвестиции в сооружение объекта.

Положительный результат расчёта по выражению (11) свидетельствует об эффективности предлагаемого объекта, то есть инвестор в течение срока эксплуатации ВЭУ получит прибыль. Чем больше прибыль, тем выгоднее объект. При отрицательном результате расчёта инвестор потерпит убытки. В вариантах совместной работы котельной и ВЭУ прибыль зависит от ветровых условий, в которых работает ВЭУ, стоимости топлива, затрат в сооружении ВЭУ и от тарифа, по которому вырабатываемая тепловая энергия может быть реализована.

Как было отмечено выше, в 2023 г. заимствование средств в банке возможно под 12–13 % годовых. Инфляция в 2022 г. составляла около 11,9 %. По прогнозам Банка России и Министерства экономического развития, ожидается, что в 2023 г. инфляция снизится до 6–7 %, а в 2024 г. — до 4–5 %. Благодаря этому есть основания полагать, что в дальнейшем её удастся снизить до 2–3 %. В целом за 20-летний период (ожидаемый срок службы ВЭУ) изменение инфляции может выглядеть так, как показано на рис. 11. Вслед за снижением инфляции будет уменьшаться и процентная заёмная ставка по кредитам, при этом реальная процентная ставка (ставка дисконтирования), согласно выражению (10), сохранится на уровне около 7 %.

При расчёте ЧДД будем исходить из того, что доля α^T участия ВЭУ в покрытии графика отопительной нагрузки зависит от соотношения мощностей ВЭУ и котельной (параметра $\beta^T = N_{ВЭУ}/N_K$), режима ветра (соотношения расчётной скорости ветра v_p , определяющей номинальную мощность ВЭУ, и среднегодовой скорости $\bar{v}$ на высоте оси ветроколеса) и определяется аналитически выражением (4). Будем также предполагать, что тариф на тепловую энергию, заработная плата обслуживающего персонала и стоимость топлива изменяются (возрастают) в соответствии с предполагаемым уровнем инфляции (рис. 11).

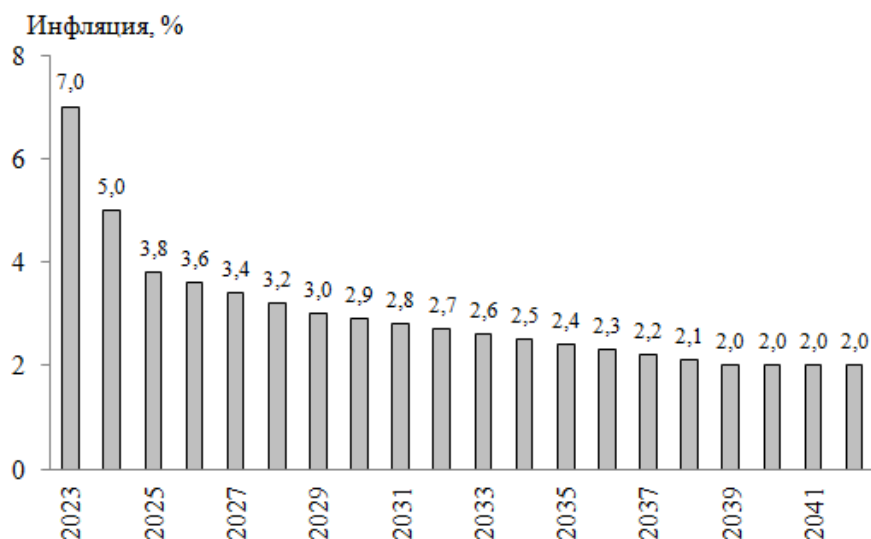


Рис. 11. Предполагаемое изменение уровня инфляции в России на перспективу 20 лет
Fig. 11. The expected change in the inflation rate in Russia for the next 20 years

Эффект от применения в i -м году комплекса «котельная + ВЭУ» определится как разница между доходом от реализованной по тарифу f_i тепловой энергии и расходами на зарплату, топливо и прочие расходы:

$$B_i = Wf_i - \left(1,2 p_K N_K \Pi_{K_i} + \frac{W(1 - \alpha^T) 0,143 z_i^T}{\eta_K \eta_{TX}} \right), \quad (12)$$

где $W = N_K h_K^{\max}$ — годовое потребление энергии, Гкал; p_K — штатный коэффициент на котельной, чел/Гкал/ч; N_K — мощность котельной, Гкал/ч; Π_{K_i} — годовая заработная плата в i -м году, руб.; 1,2 — коэффициент, учитывающий долю прочих расходов; z_i^T — стоимость топлива в i -м году, руб/т у. т.; η_K — КПД котельной; $\eta_{TX} = 0,95$ — коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке и хранении.

Инвестиционные затраты в сооружение комплекса «котельная + ВЭУ» определяются их удельными капиталовложениями и мощностями:

$$I_0 = k_K N_K + k_{ВЭУ} N_{ВЭУ}. \quad (13)$$

Были проведены расчёты по определению чистого дисконтированного дохода и инвестиционных затрат, необходимых для организации совместной работы котельной и ВЭУ. Зависимости соотношения доходов (ЧДД) и инвестиций I_0 от параметра β^T представлены на рис. 12.

Расчёты показали, что при реализации тепла по тарифу 12–19 тыс. руб/Гкал (что ниже, чем при теплоснабжении только от котельной, см. рис. 10) сроки окупаемости капиталовложений в котельную и ВЭУ составят от 4 до 8 лет (рис. 13). При этом доход на каждый рубль инвестиций,

вложенный в котельную и ВЭУ, достигает максимума при $\beta_{\text{опт}}^T = 0,5-0,8$ (рис. 12). Это согласуется с аналогичными показателями, полученными ранее при использовании критерия минимума приведённых затрат.

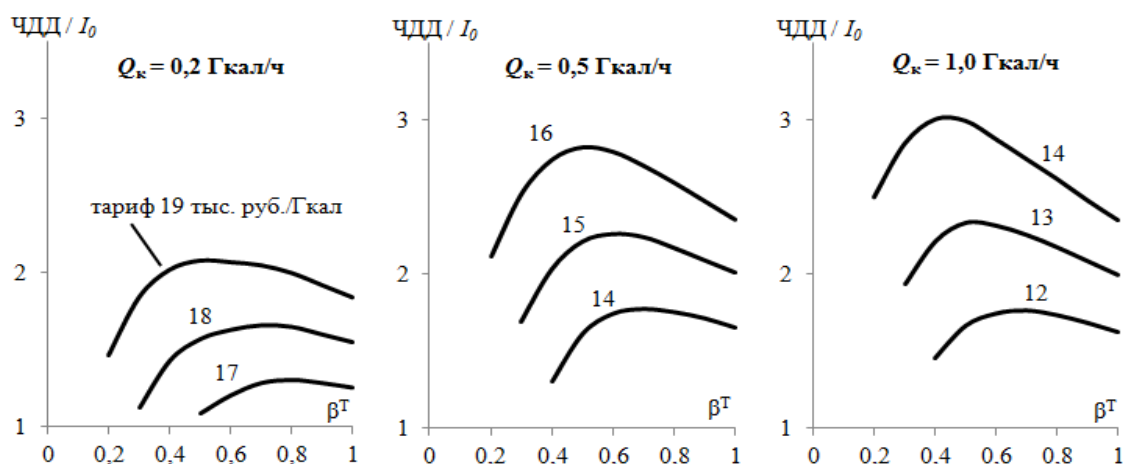


Рис. 12. Зависимость чистого дисконтированного дохода, приходящегося на каждый рубль инвестиций в комплекс «котельная + ВЭУ», от соотношения мощностей ВЭУ и котельной

Fig. 12. The dependence of net present value earned for each ruble of investments to the complex “boiler house + WPP” on capacity ratio of WPP and the boiler house

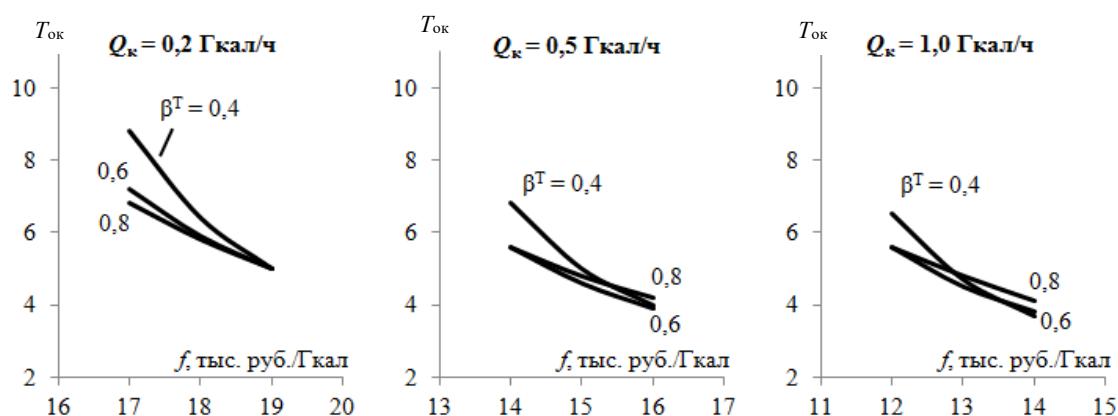


Рис. 13. Зависимость срока окупаемости комплекса «котельная + ВЭУ» от тарифа на отпускаемую тепловую энергию

Fig. 13. The dependence of the payback period of the complex “boiler house + WPP” on the released thermal energy rate

Выводы

1. В удалённых прибрежных районах Мурманской области имеется несколько десятков удалённых населённых пунктов и отдельных объектов, теплоснабжение которых осуществляется от местных котельных установок. На котельных используется привозное топливо (нефтепродукты, уголь, дрова и др.), доставка, которого сопряжена с большими транспортными расходами, что обуславливает высокую себестоимость вырабатываемой тепловой энергии (15–30 тыс. руб./Гкал).

2. Прибрежные районы Баренцева и Белого морей располагают повышенным потенциалом ветра. Среднегодовые скорости ветра на высоте 10 м составляют 5–7 м/с. Сезонный максимум скоростей ветра совпадает с максимумом потребности в тепловой энергии со стороны потребителей. В этом заключаются основные предпосылки для использования ветровой энергии на нужды теплоснабжения.

3. Совместная работа котельных и ветроэнергетических установок (ВЭУ) способна обеспечить экономию топлива на котельных на 20–30 % и снизить себестоимость вырабатываемой тепловой энергии.

4. Оптимальное соотношение мощностей ВЭУ и котельной, обеспечивающее наибольшую выгоду от использования энергии ветра, составляет 0,7–0,9.

Список источников

1. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П. П. Безруких [и др.]; под ред. П. П. Безруких. СПб.: Наука, 2002. 314 с.
2. Концепция использования ветровой энергии в России / под ред. П. П. Безруких. М.: Книга — Пента, 2005. 128 с.
3. Зубарев В. В., Минин В. А., Степанов И. Р. Использование энергии ветра в районах Севера. Л.: Наука, 1989. 208 с.
4. Marchenko O. V., Solomin S. V. Efficiency of wind energy utilization for electricity and heat supply in Northern regions of Russia // *Renewable Energy*. 2004. Vol. 29, No. 11. P. 1793–1809.
5. Минин В. А. Экономические аспекты развития возобновляемой энергетики малой мощности в удалённых поселениях на Кольском полуострове. Мурманск: Bellona, 2011. 44 с.
6. Минин В. А., Целищева М. А. Ресурсы ветра западного сектора Арктической зоны Российской Федерации и возможные направления их использования // *Арктика: экология и экономика*. 2023. Т. 13, № 1. С. 72–84. doi:10.25283/2223-4594-2023-1-72-84.
7. Минин В. А., Бежан А. В. Перспективы использования энергии ветра для теплоснабжения потребителей Европейского Севера. Апатиты: КНИЦ РАН, 2009. 56 с.
8. Энергия ветра — перспективный возобновляемый энергоресурс Мурманской области: препринт / В. А. Минин [и др.]. Апатиты: КНИЦ РАН, 2006. 73 с.
9. Минин В. А. Оценка перспектив использования энергии ветра для теплоснабжения потребителей Севера // *Теплоэнергетика*. 2009. № 11. С. 34–40.
10. Минин В. А., Дмитриев Г. С. Перспективы освоения ресурсов ветровой энергии Кольского полуострова. Мурманск: Bellona, 2005. 51 с.
11. Минин В. А., Дмитриев Г. С. Перспективы освоения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии на Кольском полуострове. Мурманск: Bellona, 2007. 92 с.
12. Ветроэлектростанции // *Energystock*. URL: <https://energystock.ru/vetrogeneratory/vetrovye-elektrostantsii> (дата обращения: 10.03.2023).

References

1. Bezrukih P. P., Arbuzov Yu. D., Borisov G. A., Vissarionov V. I., Evdokimov V. M., Malinin N. K., Ogorodov N. V., Puzakov V. N., Sidorenko G. I., Shpak A. A. *Resursy i effektivnost' ispol'zovaniya vozobnovlyаемых istochnikov energii v Rossii* [Resources and efficiency of the use of renewable energy sources in Russia]. Saint Petersburg, Nauka, 2002, 314 p.
2. *Kontseptsiya ispol'zovaniya vetrovoy energii v Rossii* [The concept of the use of wind energy in Russia]. Moscow, Kniga — Penta, 2005, 128 p.
3. Zubarev V. V., Minin V. A., Stepanov I. R. *Ispol'zovanie energii vetra v rayonakh Severa* [The use of wind energy in the North]. Leningrad, Nauka, 1989, 208 p.
4. Marchenko O. V., Solomin S. V. Efficiency of wind energy utilization for electricity and heat supply in Northern regions of Russia. *Renewable Energy*, 2004, Vol. 29, No. 11, pp. 1793–1809.
5. Minin V. A. *Ekonomicheskie aspekty razvitiya vozobnovlyaemoy energetiki maloy moshchnosti v udalennykh poseleniyakh na Kol'skom poluostrove* [Economic aspects of the development of low-power renewable energy in remote settlements on the Kola Peninsula]. Murmansk, Bellona, 2011, 44 p.
6. Minin V. A., Tselishcheva M. A. *Resursy vetra zapadnogo sektora Arkticheskoy zony Rossiyskoy Federatsii i vozmozhnye napravleniya ikh ispol'zovaniya* [Wind resources of the Western sector of the Arctic zone of Russian Federation and possible areas of their use]. *Arktika: ekologiya i ekonomika*

- [Arctic: Ecology and Economy], 2023, Vol. 13, No. 1, pp. 72–84. (In Russ.). doi:10.25283/2223-4594-2023-1-72-84.
7. Minin V. A., Bezhan A. V. *Perspektivy ispol'zovaniya energii vetra dlya teplosnabzheniya potrebiteley evropeyskogo Severa* [The prospects for the use of wind energy for heat supply to consumers of the European North]. Apatity, KSC RAS, 2009, 56 p.
 8. Minin V. A., Dmitriev G. S., Ivanova E. A., Moroshkina T. N., Nikiforova G. V., Bezhan A. V. *Energiya vetra — perspektivnyy vozobnovlyаемый energoresurs Murmanskoy oblasti* [Wind energy is a promising renewable energy resource of the Murmansk region]. Apatity, KSC RAS, 2006, 73 p.
 9. Minin V. A. Otsenka perspektiv ispol'zovaniya energii vetra dlya teplosnabzheniya potrebiteley Severa [Assessment of the prospects for the use of wind energy for heat supply to consumers of the North]. *Teploenergetika* [Thermal engineering], 2009, No. 11, pp. 34–40. (In Russ.).
 10. Minin V. A., Dmitriev G. S. *Perspektivy osvoeniya resursov vetrovoy energii Kol'skogo poluostrova* [Prospects for the development of wind energy resources of the Kola Peninsula]. Murmansk, Bellona, 2005, 51 p.
 11. Minin V. A., Dmitriev G. S. *Perspektivy osvoeniya netraditsionnykh i vozobnovlyаемых istochnikov energii na Kol'skom poluostrove* [Prospects for the development of unconventional and renewable energy sources on the Kola Peninsula]. Murmansk, Bellona, 2007, 92 p.
 12. *Vetroelektrostantsii*. Energystock. Available at: <https://energystock.ru/vetrogenerator/vetrovye-elektrostantsii> (accessed 10.03.2023). (In Russ.).

Информация об авторах

В. А. Минин — кандидат технических наук, заведующий лабораторией;
С. И. Кривцов — инженер.

Information about the authors

V. A. Minin — PhD (Engineering), Head of Laboratory;
S. I. Krivtsov — Engineer

Статья поступила в редакцию 28.04.2023; одобрена после рецензирования 15.05.2023; принята к публикации 29.05.2023.
The article was submitted 28.04.2023; approved after reviewing 15.05.2023; accepted for publication 29.05.2023.