

УДК 33

DOI: 10.34670/AR.2021.39.34.036

Перевод промышленных котельных на СПГ с внедрением среднетоннажного СПГ-завода (локализация 90,3%)

Тихомиров Александр Вадимович

Аспирант,
Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ,
119571, Российская Федерация, Москва, просп. Вернадского, 82;
e-mail: sasha030196@bk.ru

Аннотация

В современных условиях развития общества, сопровождающихся процессами перехода с традиционных источников энергии на альтернативные, особенно актуальным видятся возможности реструктуризации существующих объектов хозяйствующих субъектов, направленных на генерацию и предоставление тепловой и электрической энергии для различных целей. В Российской Федерации, с учетом ее климатических и ресурсных возможностей, в отличие от стран Европы, наиболее перспективным альтернативным источником энергии является сжиженный природный газ. В настоящий момент источником генерации энергии объектов соответствующей инфраструктуры в различных регионах, в том числе в Арктической зоне страны, в большинстве случаев служит уголь, мазут и дизельное топливо. В связи с чем весьма актуальным является вопрос о переводе различных объектов энергетической инфраструктуры на альтернативные источники энергии, в том числе на сжиженный природный газ. В статье осуществлен расчет целесообразности реструктуризации традиционных котельных на сжиженный природный газ с внедрением среднетоннажного СПГ-завода на примере одной из котельных Архангельской области. При этом доказано, что перевод котельных на сжиженный природный газ при помощи механизма гражданско-частного партнерства позволяет значительно снизить тарифы на тепловую энергию. Очевидно, что проекты перевода других котельных Архангельской области, как и других северных регионов страны на сжиженный природный газ, также будут экономически эффективны и целесообразны.

Для цитирования в научных исследованиях

Тихомиров А.В. Перевод промышленных котельных на СПГ с внедрением среднетоннажного СПГ-завода (локализация 90,3%) // Экономика: вчера, сегодня, завтра. 2021. Том 11. № 11А. С. 291-300. DOI: 10.34670/AR.2021.39.34.036

Ключевые слова

Сжиженный природный газ, техническое перевооружение, промышленные котельные, среднетонажный СПГ-завод, тепловая энергия, государственно-частное партнерство.

Введение

Вопросы перехода на альтернативные источники энергии в последние несколько лет являются весьма актуальными, при этом решению соответствующих вопросов в северных регионах страны уделяется особое значение [Козак, 2021; Лазник и др., 2021; Николаев, 2010].

Основная часть

Рассмотрим проблему на примере Арктической зоны Российской Федерации. Источником генерации энергии в котельных, входящих в инфраструктуру Арктической зоны Российской Федерации, в большинстве случаев служит уголь, мазут и дизельное топливо [Айсанова, 2021, 204; Вопиловски, 201, 19; Зайков, 2019, 22; Климентьев и др., 2019, 118]. Перевод котельных на СПГ, на наш взгляд, не только в разы уменьшит загрязнение окружающей среды, но и позволит существенно снизить себестоимость тепловой энергии. Данные коэффициентов полезного действия (КПД) котельных на различных видах топлива приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Типичные данные КПД котельных на различных видах топлива

Показатель	Топливо			
	СПГ	Мазут М100	Каменный уголь	Дизельное топливо
Низшая теплота сгорания, МДж/кг	48,4	41,3	25,0	42,2
Среднее значение КПД котельных, %	92	70	60	89

Согласно разработанному Минэкономразвития России сценарию стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов, к 2050 году выбросы парниковых газов сократятся до более низких показателей, чем у Европейского союза. Снижение выбросов парниковых газов в топливно-энергетическом комплексе страны произойдет более чем на 300 млн тонн до 629 млн тонн, а от сжигания топлива населением и в жилищно-коммунальных хозяйствах на 25 млн тонн до 169 млн тонн [Козак, Нейросетевые..., 2021, 65; Козак, Обучение..., 2021, 69; Козак Программная..., 2021, 111; Потоня, 2015, 53; Уютов, Савельев, Прядкин, 2014, 75]. Техническое перевооружение котельных на СПГ может производиться с применением механизмов государственно-частного партнерства (ГЧП). Автором рассчитана инвестиционная привлекательность такого проекта с привлечением коммерческих кредитов.

Использование механизма ГЧП целесообразно с целью обеспечения:

- уменьшения темпов роста тарифов на тепловую энергию за счет снижения себестоимости выработки тепловой энергии на котельных;
- снижения негативного воздействия источников теплоснабжения на здоровье населения и на окружающую природную среду за счет сокращения выбросов вредных веществ с дымовыми газами котельных [Verny, Grigentin, 2017];
- отсутствия требования бюджетного финансирования [Merkulov, 2018];
- уменьшения бюджетной субсидии на покрытие разницы в тарифах между экономически обоснованными тарифами и тарифами для населения;
- использования СПГ в целях повышения надежности теплоснабжения для населения;
- импортозамещения, использование энергоэффективного механизированного котельного оборудования, разработанного и произведенного в Российской Федерации [Щеголькова, 2021].

Для оценки снижения себестоимости тепловой энергии при переводе котельных на СПГ выбраны пять котельных Минобороны России, расположенные в Архангельской области. Для сравнения выбраны лучшие показатели каждой из котельных за последние три года с 2018 по 2020 гг. Ценообразование на СПГ ориентировано на уровень цен ПАО «Газпром». Цена на СПГ на сентябрь 2021 составляла 36 150,00 руб./тонна с НДС. Базовая цена для оценки выбрана 95% от цены ПАО «Газпром». Расчетные цены на топливо представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Расчетные цены на топливо

Топливо	Цена без НДС, руб./тонна	Источник данных
Дизельное топливо	58 870,00	ООО «Нафта групп»
СПГ	28 618,75	Методика ценообразования

На основе фактических данных Минобороны России по котельным на дизельном топливе сравним себестоимость производства тепловой энергии на дизельном топливе и СПГ (таблица 3 и рисунок 1).

Таблица 3 - Сравнительная себестоимость производства тепловой энергии на дизельном топливе и СПГ на различных котельных Минобороны России (Архангельская область)

Котельная	Себестоимость на дизельном топливе	Себестоимость на СПГ	Снижение себестоимости	Расход СПГ
	руб./Гкал	руб./Гкал	%	тонн
28/45	6 314,48	4 253,67	-32,6%	920,50
7/64	5 726,40	3 612,37	-36,9%	558,36
9/5	14 518,47	8 225,97	-43,3%	29,58
122	7 622,98	4 034,91	-47,1%	595,62
50	6 981,68	4 759,39	-31,8%	110,36
Средние значения	8 232,80	5 059,70	-38,4%	442,9
Общий расход СПГ, тонн				2 657,31

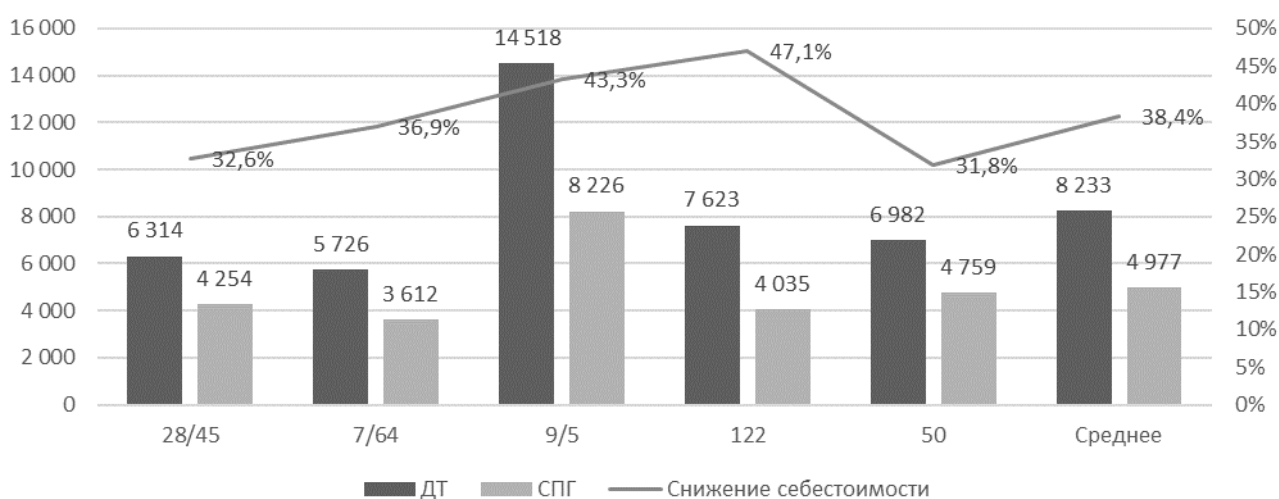


Рисунок 1 - Сравнительная себестоимость производства тепловой энергии на дизельном топливе и СПГ на различных котельных Минобороны России (Архангельская область)

Снижение себестоимости производства тепловой энергии при переходе с дизельного топлива на СПГ в среднем составляет 38,4%. Такое снижение себестоимости позволяет эффективно сдерживать рост тарифов на тепловую энергию. Автором рассчитана ориентировочная смета технического перевооружения котельной № 7/64 с целью ее перевода на СПГ. Общий объем капитальных затрат составил 28 500,00 тыс. руб., структура затрат представлена в таблице 4 и на рисунке 2.

Таблица 4 - Структура капитальных затрат технического перевооружения котельной № 7/64

	Мероприятия проекта	Сумма, тыс. руб.	Доля в затратах
1	Проектирование, экспертиза	600,00	2,1%
2	Оборудование:	9 738,00	34,2%
3	Парк хранения СУГ:	6 210,00	21,8%
4	Капитальный ремонт здания котельной:	2 800,00	9,8%
5	ДГУ 100 кВт	1 980,00	6,9%
6	Материалы и оборудование:	2 650,00	9,3%
7	Монтажные работы	4 522,00	15,9%
	Итого по проекту	28 500,00	100,0%

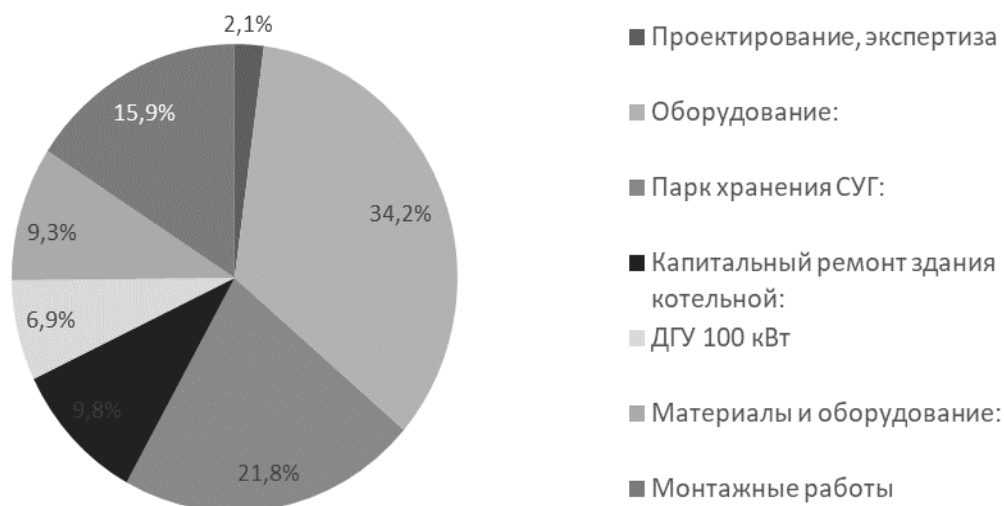


Рисунок 2 - Структура капитальных затрат технического перевооружения котельной № 7/64

При оценке эксплуатационных затрат котельной № 7/64 на СПГ принято, что финансирование технического перевооружения котельной осуществляется путем привлечения кредита сроком на 5 лет по процентной ставке 9,0%. Себестоимость выработки тепловой энергии котельной № 7/64 на дизельном топливе и СПГ приведена в таблице № 5. Данные по оценке эксплуатационных затрат по котельной № 7/64 на дизельном топливе предоставлены Департаментом эксплуатационного содержания и обеспечения коммунальными услугами воинских частей и организаций Минобороны России, эксплуатационные затраты на СПГ получены расчетным путем.

Таблица 5 - Себестоимость выработки тепловой энергии котельной № 7/64 на дизельном топливе и СПГ

Показатель		ДТ	СПГ
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал/год	5509,81	5509,81
Прямые издержки			
Затраты на топливо	тыс. руб./год	26 669,23	15 979,61
Затраты на водоснабжение	тыс. руб./год	11,20	11,20
Расходы на электроэнергию	тыс. руб./год	79,50	79,50
Всего прямых издержек	тыс. руб./год	26 759,93	16 070,31
Удельные прямые издержки	руб./гкал	4 856,78	2 916,67
Постоянные издержки			
Материалы	тыс. руб.	32,66	32,66
Ремонтные работы	тыс. руб.	682	682
Прочие	тыс. руб.	208,23	208,23
Цеховые	тыс. руб.	57,42	57,42
Общехозяйственные	тыс. руб.	3783,96	3783,96
Всего постоянных издержек	руб./гкал	4 764,27	4 764,27
Удельные постоянные издержки	тыс. руб.	864,69	864,69
Расходы на оплату труда	тыс. руб.	4 791,44	3 833,16
Удельные расходы на оплату труда	руб./гкал	869,62	695,70
Полная себестоимость тепловой энергии	руб./гкал	6 591,09	4 477,06
Установленный регулятором тариф	руб./гкал	6 920,64	

Таким образом, при переводе генерации тепловой энергии в котельной № 7/64 с дизельного топлива на СПГ возможно уменьшить тариф на тепловую энергию, сроки окупаемости данного проекта от снижения тарифа представлены в таблице 6 и рисунке 3.

Таблица 6 - Оценка сроков окупаемости от снижения тарифа на тепловую энергию

Тариф на тепловую энергию (в % от предельного тарифа на ДТ)	%	100	95	90	85	80	75
Срок окупаемости технического перевооружения (DPB)	мес.	28	31	36	44	53	68



Рисунок 3 - Оценка сроков окупаемости от снижения тарифа на тепловую энергию

Как видно из проведенных оценок, при переходе на СПГ тарифы могут быть снижены, по меньшей мере, на 20% от установленных регулятором тарифов для котельных на дизельным топливе, при этом окупаемость технического перевооружения будет в пределах 5 лет.

Если процентные ставки по кредитованию будут чуть ниже или значительно выше в диапазоне 7-17%, то окупаемость технического перевооружения котельной № 7/64 смоделирована и рассчитана автором следующим образом (таблица 7 и рисунок 4).

Таблица 7 - Оценка влияния процентных ставок привлеченного финансирования на окупаемость

Ставка по кредиту	7,0%	9,0%	11,0%	13,0%	15,0%	17,0%
Срок окупаемости (DPB) при тарифе 80%	51	53	55	57	59	62
Срок окупаемости (DPB) при тарифе 90%	36	36	37	38	39	40

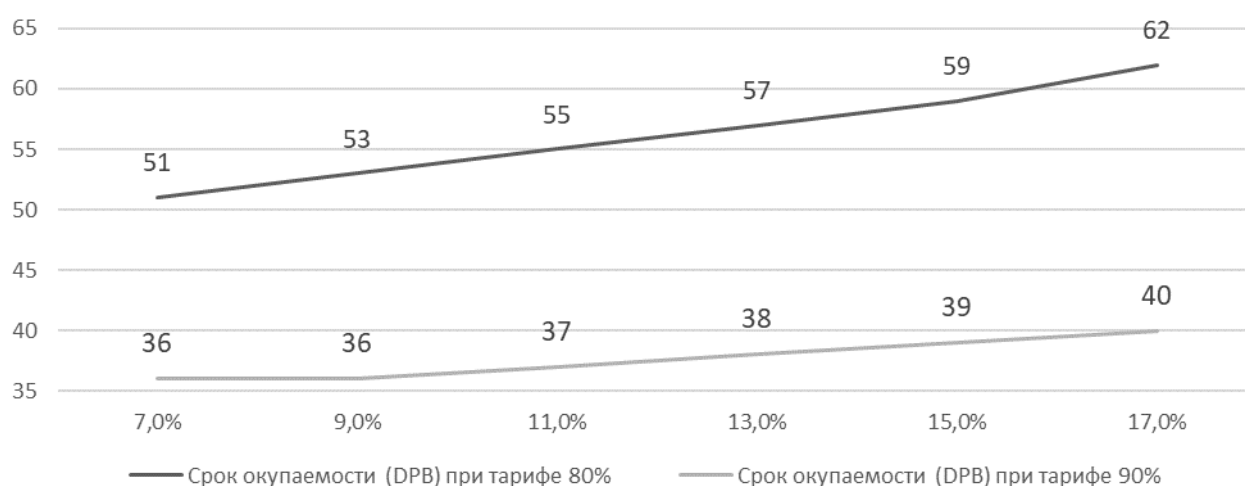


Рисунок 4 - Влияния процентных ставок привлеченного финансирования на окупаемость

Как видно из приведенных оценок, при переходе на СПГ для технического перевооружения могут привлекаться коммерческие кредиты в пределах существующих на рынке процентных ставок и сроков предоставления кредитов.

Результаты расчетов выручки, чистой прибыли, EBITDA с учетом прогнозной инфляции представлены в таблице 8 и рисунке 5

Таблица 8 - Основные финансовые результаты технического перевооружения котельной № 7/64, тыс. руб.

	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка	23 403	32 277	33 536	34 862	36 257
Чистая прибыль	3 019	4 777	5 789	6 840	7 926
ЕВITDA	7 396	10 327	11 005	11 731	12 506

Оценка структуры эксплуатационных затрат проекта технического перевооружения котельной № 7/64 представлена автором в таблицах 9, 10 и рисунке 6.

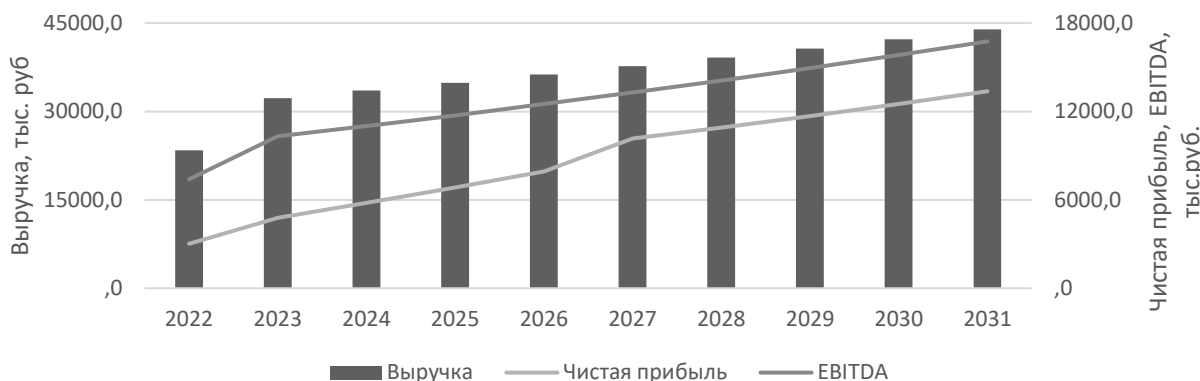


Рисунок 5 - Динамика финансовых результатов технического перевооружения котельной № 7/64, тыс. руб.

Таблица 9 - Структура эксплуатационных затрат проекта технического перевооружения котельной № 7/64, тыс. руб.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прямые издержки	12 157,46	16 533,20	16 979,60	17 438,05	17 908,87	18 392,41
Амортизация	1 187,50	2 375,00	2 375,00	2 375,00	2 375,00	2 375,00
Зарплата персонала	2 941,48	4 059,02	4 221,38	4 390,24	4 565,85	4 748,48
Налог на имущество	253,63	468,07	415,82	363,57	311,32	259,07
Проценты по кредитам	2 319,52	1 980,68	1 393,81	806,94	224,15	0,00
ВСЕГО	18 859,59	25 415,98	25 385,62	25 373,80	25 385,20	25 774,97

Таблица 10 - Структура эксплуатационных затрат проекта технического перевооружения котельной № 7/64, %

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прямые издержки	64,46%	65,05%	66,89%	68,72%	70,55%	71,36%
Амортизация	6,30%	9,34%	9,36%	9,36%	9,36%	9,21%
Зарплата персонала	15,60%	15,97%	16,63%	17,30%	17,99%	18,42%
Налог на имущество	1,34%	1,84%	1,64%	1,43%	1,23%	1,01%
Проценты по кредитам	12,30%	7,79%	5,49%	3,18%	0,88%	0,00%

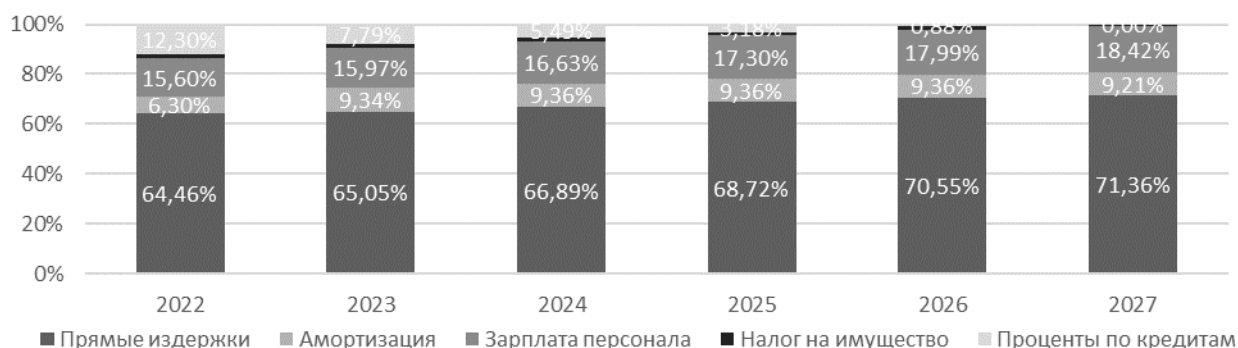


Рисунок 6 - Структура эксплуатационных затрат проекта технического перевооружения котельной № 7/64, %

Ключевые показатели экономической эффективности технического перевооружения котельной № 7/64 рассчитаны с помощью разработанной автором финансовой модели, построенной на платформе FinModel Expert Pro (разработчик Expert Systems, Россия), и представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Ключевые показатели экономической эффективности технического перевооружения котельной № 7/64

Показатель		Значение
Чистая приведенная стоимость проекта (NPV)	тыс. руб.	18 565,05
Внутренняя норма доходности проекта (IRR)	%	42,91%
Индекс прибыльности проекта (PI)		4,20
Дисконтированный период окупаемости проекта (DPB)	мес.	53
Потребность в финансировании	тыс. руб.	28 549,02

Заключение

Подводя итог, необходимо отметить, что произведенные расчеты показали высокую экономическую эффективность проекта, направленного на реструктуризацию котельных на СПГ с внедрением среднетоннажного СПГ-завода. В рамках проведенного исследования доказано, что перевод котельной на СПГ позволяет значительно снизить тарифы на тепловую энергию. Срок окупаемости проекта не превышает 5 лет при финансировании технического перевооружения за счет кредита в пределах существующих на рынке ставок коммерческих кредитов. Очевидно, что проекты перевода других котельных Архангельской области, как и других северных регионов страны на СПГ также будут экономически эффективны и целесообразны.

Библиография

1. Айсанова Ж.А. Применение сжиженного природного газа в качестве моторного топлива в России // Инновации и инвестиции. 2021. № 6. С. 203-297.
2. Вopilовский С.С. Инфраструктурные проекты – генеральный ресурс повышения экономического потенциала Арктики // Арктика и Север. 2021. № 43. С. 19-31.
3. Зайков К.С. и др. Сценарии развития арктического региона (2020-2035 гг.) // Арктика и Север. 2019. № 35. С. 5-24.
4. Климентьев А.Ю. и др. Арктические горизонты российского СПГ // Газовая промышленность. 2019. № 9 (790). С. 118-128.
5. Козак Е. Нейросетевые технологии-основные тренды развития в условиях глобальной цифровизации // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: естественные и технические науки. 2021. № 8. С. 64-67.
6. Козак Е. Обучение нейронных сетей и его значение для развития программной инженерии // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: естественные и технические науки. 2021. № 8. С. 68-71.
7. Козак Е. Программная инженерия (software engineering) – основные тренды развития в условиях глобальной цифровизации // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: естественные и технические науки. 2021. № 6. С. 109-112.
8. Лазник А.А. и др. Актуальные тенденции развития мирового рынка природного газа // Российский внешнеэкономический вестник. 2021. № 7. С. 87-97.
9. Николаев В.А. Бюджетирование как подсистема согласованного управления структурными подразделениями торговых предприятий // Актуальные проблемы социально-экономического развития России. 2010. № 2. С. 94-99.
10. Потоня А.И. Последствия использования сжиженного природного газа в качестве основного топлива для осуществления морских перевозок в Арктике // Арктика и Север. 2015. № 21. С. 52-71.

11. Уютов С.Ю., Савельев Г.С., Прядкин В.И. Обзор зарубежных разработок по конвертации дизелей в газоискрывый двигатель // Альтернативные источники энергии в транспортно-технологическом комплексе: проблемы и перспективы рационального использования. 2014. № 1. С. 74-76.
12. Щеголькова А.А. Воспроизводство углеводородов в Арктической зоне РФ: институционально-правовой аспект // Известия СПбГЭУ. 2021. № 3 (129). С. 68-74.
13. Merkulov V. Analysis of Advanced Nuclear Technologies Applicable in the Russian Arctic // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2018. Vol. 180. P. 012-020.
14. Verny J., Grigentin C. Container strategy in the Arctic: cooperation, not confrontation // The Polar Record. 2017. Vol. 53. Is. 3. P. 107-117.

Conversion of industrial boilers to LNG with the introduction of a medium-tonnage LNG plant (localization of 90.3%)

Aleksandr V. Tikhomirov

Postgraduate,
Russian Presidential Academy
of National Economy and Public Administration,
119571, 84, Vernadskogo ave., Moscow, Russian Federation;
e-mail: e-mail: sasha030196@bk.ru

Abstract

In the modern conditions of the development of society, accompanied by the processes of transition from traditional energy sources to alternative ones, the possibilities of restructuring existing facilities of economic entities aimed at generating and providing thermal and electric energy for various purposes are particularly relevant. In the Russian Federation, considering its climatic and resource capabilities, unlike European countries, the most promising alternative energy source is liquefied natural gas. At the moment, coal, fuel oil and diesel fuel are in most cases the source of energy generation of relevant infrastructure facilities in various regions, including in the Arctic zone of the country. In this connection, the issue of transferring various energy infrastructure facilities to alternative energy sources, including liquefied natural gas, is very relevant. The article calculates the feasibility of restructuring traditional boilers for liquefied natural gas with the introduction of a medium-tonnage LNG plant, using the example of one of the boilers of the Arkhangelsk region. At the same time, it is proved that the conversion of boiler houses to liquefied natural gas can significantly reduce tariffs for thermal energy. It is obvious that the projects of transferring other boiler houses of the Arkhangelsk region, as well as other northern regions of the country to liquefied natural gas will also be economically efficient and expedient.

For citation

Tikhomirov A.V. (2021) *Perevod promyshlennykh kotel'nykh na SPG s vnedreniem srednetonnazhnogo SPG-zavoda (lokalizatsiya 90,3%)* [Conversion of industrial boilers to LNG with the introduction of a medium-tonnage LNG plant (localization of 90.3%)]. *Ekonomika: vchera, segodnya, zavtra* [Economics: Yesterday, Today and Tomorrow], 11 (11A), pp. 291-300. DOI: 10.34670/AR.2021.39.34.036

Keywords

Liquefied natural gas, technical re-equipment, industrial boilers, medium-capacity LNG plant, thermal energy, public-private partnership.

References

1. Aisanova Zh.A. (2021) Primenenie szhizhennogo prirodnogo gaza v kachestve motornogo topliva v Rossii [The use of liquefied natural gas as a motor fuel in Russia]. *Innovatsii i investitsii* [Innovations and investments], 6, pp. 203-297.
2. Kliment'ev A.Yu. et al. (2019) Arkticheskie gorizonty rossiiskogo SPG [Arctic horizons of Russian LNG]. *Gazovaya promyshlennost'* [Gas industry], 9 (790), pp. 118-128.
3. Kozak E. (2012) Neurosetevye tekhnologii-osnovnye trendy razvitiya v usloviyakh global'noi tsifrovizatsii [Neural network technologies as the main development trends in the context of global digitalization]. *Sovremennaya nauka: aktual'nye problemy teorii i praktiki. Seriya: estestvennye i tekhnicheskie nauki* [Modern science: topical problems of theory and practice. Series: natural and technical science], 8, pp. 64-67.
4. Kozak E. (2021) Obuchenie neironnykh setei i ego znachenie dlya razvitiya programmnoi inzhenerii [Teaching neural networks and its importance for the development of software engineering]. *Sovremennaya nauka: aktual'nye problemy teorii i praktiki. Seriya: estestvennye i tekhnicheskie nauki* [Modern science: topical problems of theory and practice. Series: natural and technical science], 8, pp. 68-71.
5. Kozak E. (2021) Programmnyaya inzheneriya (software engineering) – osnovnye trendy razvitiya v usloviyakh global'noi tsifrovizatsii. *Sovremennaya nauka: aktual'nye problemy teorii i praktiki* [Software engineering: the main development trends in the context of global digitalization]. *Sovremennaya nauka: aktual'nye problemy teorii i praktiki. Seriya: estestvennye i tekhnicheskie nauki* [Modern science: topical problems of theory and practice. Series: natural and technical science], 6, pp. 109-112.
6. Laznik A.A. et al. (2021) Aktual'nye tendentsii razvitiya mirovogo rynka prirodnogo gaza [Actual trends in the development of the world natural gas market]. *Rossiiskii vneshneekonomicheskii vestnik* [Russian foreign economic bulletin], 7, pp. 87-97.
7. Merkulov V. (2018) Analysis of Advanced Nuclear Technologies Applicable in the Russian Arctic. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 180, pp. 012-020.
8. Nikolaev V.A. (2010) Byudzhetrovanie kak podsystema soglasovannogo upravleniya strukturnymi podrazdeleniyami torgovykh predpriyatii [Budgeting as a subsystem of coordinated management of structural divisions of trade enterprises]. *Aktual'nye problemy sotsial'no-ekonomicheskogo razvitiya Rossii* [Actual problems of socio-economic development of Russia], 2, pp. 94-99.
9. Potonya A.I. (2015) Posledstviya ispol'zovaniya szhizhennogo prirodnogo gaza v kachestve osnovnogo topliva dlya osushchestvleniya morskikh perevozok v Arktike [Consequences of using liquefied natural gas as the main fuel for sea transportation in the Arctic]. *Arktika i Sever* [Arctic and North], 21, pp. 52-71.
10. Shchegol'kova A.A. (2021) Vosproizvodstvo uglevodorodov v Arkticheskoi zone RF: institutsional'no-pravovoi aspekt [Reproduction of hydrocarbons in the Arctic zone of the Russian Federation: institutional and legal aspect]. *Izvestiya SPbGEU* [SPbSU News], 3 (129), pp. 68-74.
11. Uyutov S.Yu., Savel'ev G.S., Pryadkin V.I. (2014) Obzor zarubezhnykh razrabotok po konvertatsii dizelei v gazoiskrovyy dvigatel' [Review of foreign developments for converting diesel engines into a gas-spark engine]. *Al'ternativnye istochniki energii v transportno-tekhnologicheskoi komplekse: problemy i perspektivy ratsional'nogo ispol'zovaniya* [Alternative energy sources in the transport and technological complex: problems and prospects for rational use], 1, pp. 74-76.
12. Verny J., Grigentin C. (2017) Container strategy in the Arctic: cooperation, not confrontation. *The Polar Record*, 53, 3, pp. 107-117.
13. Vopilovskii S.S. (2021) Infrastrukturnye proekty – general'nyi resurs povysheniya ekonomicheskogo potentsiala Arktiki [Infrastructure projects as a general resource for increasing the economic potential of the Arctic]. *Arktika i Sever* [Arctic and North], 43, pp. 19-31.
14. Zaikov K.S. et al. (2019) Stsenarii razvitiya arkticheskogo regiona (2020-2035 gg.) [Scenarios for the development of the Arctic region (2020-2035)]. *Arktika i Sever* [Arctic and North], 35, pp. 5-24.