

Использование автономных энергоустановок на ВИЭ для энергообеспечения изолированных объектов нефтегазового комплекса

Рецензия эксперта на статью получена
06.06.2024 [The expert review of the article
was received on June 6, 2024]

Введение

На сегодняшний день Российская Федерация занимает весьма значимую позицию в обеспечении баланса спроса и предложения на рынке сжиженного природного газа [1]. После отказа европейских стран от покупок российского трубопроводного газа, а также повреждения магистральных газопроводов «Северный поток-1» и «Северный поток-2» развитие производства сжиженного природного газа (СПГ) в России приобретает приоритетный характер [2].

Для выполнения этой задачи Советом Федерации ФС РФ реализуются конкретные меры по либерализации экспорта сжиженного природного газа [3]. В свою очередь, это подтолкнёт к развитию существующие проекты СПГ, а также будет способствовать вводу новых мощностей по сжижению газа.

Экономия энергоресурсов (в первую очередь природного газа), затрачиваемых на энергообеспечение собственных нужд объектов СПГ, в пользу продажи сэкономленного сжиженного природного газа на азиатские и западные рынки может стать экономическим обоснованием для применения на существующих и на вновь проектируемых площадках объектов ВИЭ-генерации, в частности, ветроэлектростанций (ВЭС).

Здесь же стоит сказать и о замещении природного газа в целях снижения выбросов парниковых газов при производстве электроэнергии, что может вписаться в существующую ESG-стратегию владельцев предприятий, а также планов

Экономия природного газа, затрачиваемого на энергообеспечение собственных нужд объектов СПГ-кластера, может стать экономическим обоснованием для применения на существующих и на вновь проектируемых площадках объектов ВИЭ-генерации, в том числе ВЭС

Правительства Российской Федерации по ужесточению требований к выбросам парниковых газов [4].

Объект электроснабжения

Рассмотрим перспективу использования ветроэлектростанции для энергообеспечения условного энергетического кластера по производству СПГ, расположенного на полуострове Ямал. Объект электроснабжения состоит из завода СПГ на базе Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения и морского порта Сабетта, в котором осуществляется погрузка продукции на СПГ-танкеры.

На территории завода функционирует энергообъект общей мощностью 376 МВт, включающий восемь газотурбинных установок мощностью 47 МВт каждая. Данная газотурбинная электростанция (ГТЭС) обеспечивает электроэнергией и теплом все технологические линии завода СПГ, аэропорт, морской порт, вахтовый посёлок и хозяйственные объекты комплекса.

Структурная схема электроснабжения кластера по производству сжиженного природного газа представлена на рис. 1.

УДК 622.69:620.92. Научная специальность: 2.4.5.

Использование автономных энергетических установок на возобновляемых источниках энергии для энергообеспечения изолированных объектов нефтегазового комплекса

В.А. Зубакин, д.э.н., профессор, заведующий кафедрой «Возобновляемые источники энергии»; **К.Н. Юсупов**, аспирант; **Н.В. Бунин**, магистрант, кафедры «Возобновляемые источники энергии», Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина (г. Москва)

Современная конъюнктура рынка сжиженного природного газа (СПГ) развивается опережающими темпами. Наиболее богатыми районами Российской Федерации по разнообразию природных ресурсов, в том числе СПГ являются регионы Крайнего Севера, что определяет формирование развития центров добычи и мощностей по сжижению природного газа. Отдалённость районов Крайнего Севера от системы централизованного энергоснабжения предполагает строительство собственных генерирующих мощностей, использующих газ в качестве топлива, либо обращение к альтернативным источникам энергии для своих потребителей, которыми могут оказаться возобновляемые источники энергии (ВИЭ). В работе предложено использование ветроэлектростанции (ВЭС) как альтернативного варианта источника энергии для покрытия части нагрузки завода СПГ. Произведён анализ допустимой мощности ВЭС на объекте СПГ, выполнено технико-экономическое обоснование использования ВЭС в связке с газотурбинными электростанциями (ГТЭС) с расчётом срока окупаемости в сравнении с автономным электроснабжением на основе только газотурбинных электростанций.

Ключевые слова: ветроэлектростанция (ВЭС), возобновляемые источники энергии (ВИЭ), сжиженный природный газ (СПГ).

UDC 622.69:620.92. The number of scientific specialty: 2.4.5.

Autonomous energy installations on renewable energy sources for supplying energy to isolated objects of the oil and gas complex

V.A. Zubakin, Doctor of Economics, Professor, Head of the Department; **K.N. Yusupov**, postgraduate student; **N.V. Bunin**, master's student, the Department of Renewable Energy Sources, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University, Moscow city)

The current market conditions for liquefied natural gas (LNG) are developing at a faster pace. The richest regions of Russia in terms of the diversity of natural resources (including LNG) are the regions of the Far North, which determines the formation of the development of production centers and capacities for liquefied natural gas. The remoteness of the regions of the Far North from the central power supply involves the construction of their own generating capacities using gas as fuel, or turning to alternative energy sources for their consumers, which may turn out to be renewable energy sources (RES). The article suggests the use of a wind farm as an alternative energy source to cover part of the load of an LNG plant. The analysis of the permissible capacity of a wind farm at the LNG facility was carried out, a feasibility study was carried out for the use of a wind farm in conjunction with gas turbine power plants (GTPP) with the calculation of the payback period in comparison with autonomous power supply based only on gas turbine power plants.

Keywords: wind power plant (WPP), renewable energy sources (RES), liquefied natural gas (LNG).

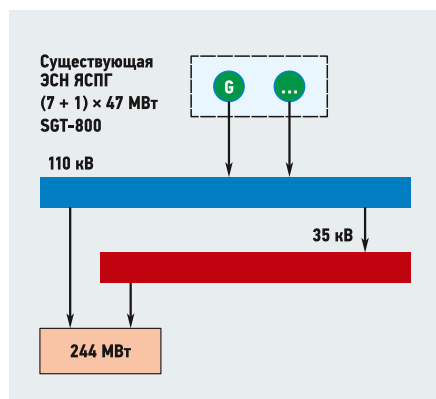


Рис. 1. Структурная схема электроснабжения энергокластера СПГ

Выбор оборудования

Рынок ветроэнергетики РФ сильно изменился с начала 2022 года, на это в первую очередь повлиял уход зарубежных вендоров, что поставило под угрозу проектируемые и находящиеся на этапе строительства проекты ВЭС. Ввиду этого авторы предлагают рассмотреть альтернативные варианты поставщиков, например, КНР.

Предлагается развернуть ветровую электростанцию (ВЭС) суммарной мощностью 150 МВт, состоящую из ветроэлектроустановок (ВЭУ) фирмы SANY RE мощностью 6,25 МВт каждая. Технический паспорт проектируемой ВЭС

Технический паспорт ВЭС табл. 1

Наименование	Величина
Установленная мощность ВЭС, МВт	150
Мощность ВЭУ SANY RE SI-172625, МВт	6,25
Количество ВЭУ, шт.	24
Высота башни ВЭУ, м	100
Диаметр ветроколеса, м	172

представлен в табл. 1. Предлагаемая российским дистрибьютером цена промышленных ветрогенераторов, по интернет-данным, составляет \$750 за 1 кВт. В общие затраты на строительство также необходимо заложить категории расходов:

- предпроектное обследование (ППО) — ветроизмерения в течение 12–24 месяцев;
- микросайтинг ветроэнергетического потенциала, который заключается в моделировании ветрового поля с учётом изменений характеристик ветра;
- технико-экономическое обоснование (ТЭО);
- макросайтинг, то есть оптимальное размещение ВЭУ, которое минимизирует эффект «ветрового затемнения» генераторов и позволяет рационально использовать площадь участка ветрового поля с возможностью выбрать минимальное допустимое расстояние между ВЭУ;
- проектирование;
- электрическая инфраструктура — внутриплощадочные кабельные сети, главная

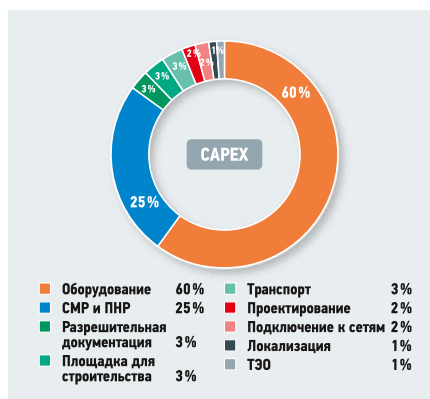


Рис. 2. Распределение затрат на строительство наземных ВЭУ

повышающая подстанция (ГПП), структурированные кабельные системы (СКС), коммутационное оборудование и т.д.;

- выполнение строительно-монтажных работ (СМР);
- дороги и строительные площадки;
- монтаж и пусконаладка ВЭУ (пусконаладочные работы, ПНР);
- управление проектом;
- локализационные расходы;
- технологическое присоединение.

Распределение затрат на строительство наземных ВЭУ приведено на рис. 2.

Оценка ветроэнергетических ресурсов площадки строительства ВЭС

Объектом является вахтовый посёлок Сабетта Ямалского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

В качестве исходных данных использовались метеоданные интернет-базы gr5.ru [5] с ближайшей гидрометеорологической станции в Тамбее на полуострове Ямал. Период выборки: от 3 июля 2021 года до 5 января 2023 года.

Расчёт оценки ветроэнергетических ресурсов производился в соответствии с методиками, приведёнными в трудах профессора В. В. Елистратова [6].

На основе анализа полученных результатов измерения скоростей ветра были определены дифференциальная и инте-

гральная повторяемости скоростей ветра на высоте флюгера метеостанции, равной 10 м. Графики интегральной и дифференциальной повторяемости скоростей ветра приведены на рис. 3.

Дифференциальная повторяемость скорости ветра, представленная на рис. 3, наглядно демонстрирует преобладающий диапазон скоростей, наблюдаемый на территории посёлка Сабетта, а именно 5–6 м/с. Площадки, имеющие на высоте 50 м (но не выше 2000 м над уровнем моря) среднегодовые скорости ветра не менее 6 м/с, могут рассматриваться как перспективные для размещения ветроэлектроустановки любого назначения в широком диапазоне мощностей.

Средняя высота над уровнем моря на полуострове Ямал составляет около 50 м. Самая высокая точка — 90 м. Это говорит о целесообразности проведения дальнейшего исследования площадки под строительство ВЭС.

На основе результатов расчёта определяется суммарный ветропотенциал на высоте флюгера по формуле:

$$N_e = \sum_{i=1}^m \left(\frac{1}{2} \rho_{\text{возд}} v_{\text{ср}i}^3 df_i \right) = 299,5328 \text{ Вт/м}^2, \quad (1)$$

где $\rho_{\text{возд}}$ — плотность воздуха (принимается 1,225 кг/м³); $v_{\text{ср}i}$ — средняя скорость ветра в i -м диапазоне разбиения данных скоростей ветра; df_i — дифференциальная повторяемость ветра в i -м диапазоне.

Для проектирования ВЭС необходимо пересчитать каждое i -е измерение скорости ветра на высоте флюгера на высоту оси ветроколеса:

$$v_{hi} = v_{\phi i} \left(\frac{h}{h_{\phi}} \right)^{m_k}, \quad (2)$$

где m_k — показатель шероховатости местности; $v_{\phi i}$ — скорость на высоте флюгера; h и h_{ϕ} — высоты ветроколеса и флюгера.

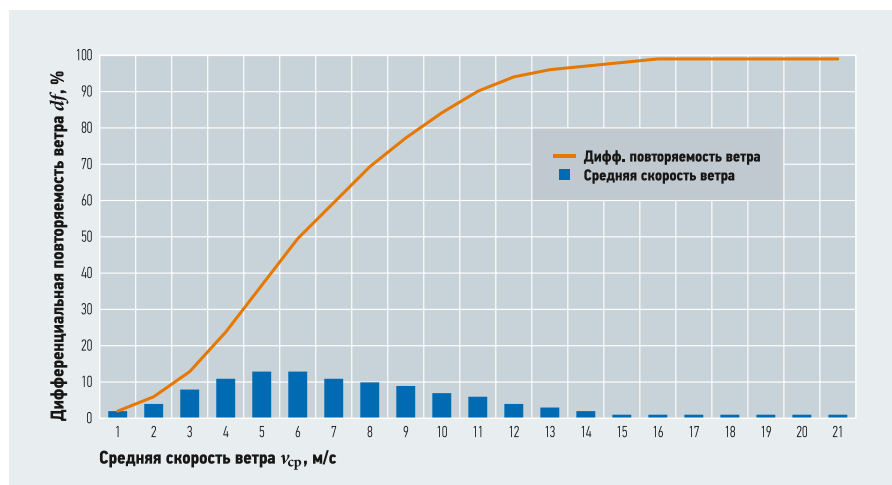


Рис. 3. Интегральная и дифференциальная повторяемость скоростей ветра на высоте флюгера

Территория близ посёлка Сабетта представляет собой плоскую низинную равнину с высотными отметками от 0 до 25 м. Площадь рядом с вахтовым посёлком походит на характеристику взлётной полосы аэродрома со стриженной травой. Коэффициент шероховатости местности в соответствии с нормированными показателями принимаем равным 0,1364.

С учётом данного показателя производятся расчёты скоростей ветра на высоте ветроколеса и строятся графики дифференциальной и интегральной повторяемости скоростей ветра на высоте ветроколеса (рис. 4). Далее определяется значение суммарного ветропотенциала N_e на высоте ветроколеса ВЭУ по формуле (1):

$$N_e = \sum_{i=1}^m N_{ei} = 751,1 \text{ Вт/м}^2.$$

Для сравнения, для Кольского полуострова (экстраполяция для 100 м) это значение примерно равно 983 Вт/м².

Технико-экономическое обоснование применения ВЭС на объекте СПГ

С 2020 года на объекте прорабатывается возможность строительства ВЭС, чтобы постепенно заместить выработку с местной ГТЭС и снизить углеродный след предприятия [7].

Для технического обоснования выбора мощности ВЭС был проведён анализ по следующим критериям для перспективной схемы электроснабжения:

1. Экономически целесообразная загрузка газотурбинной установки — не менее 50 %: максимально допустимая мощность ВЭС составляет 150 МВт.
2. Коэффициент запаса аperiodической устойчивости по активной мощности более 0,2, коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению более 0,15 (нормальный режим): максимально допустимая мощность ветроэлектростанции составляет 500 МВт.
3. Наброс нагрузки на газотурбинную установку при аварийном отключении половины мощности ВЭС — не менее 15 %: максимально допустимая мощность ВЭС составляет 250 МВт.
4. Выполнение условия $S_{ВЭС}/S_{кз} \geq 0,02$.

Таким образом, итоговая максимально установленная мощность ВЭС по расчётным условиям составила 150 МВт.

Оценка экономической эффективности реализации проекта

По данным Siemens AG, реализованный проект ГТЭС на Ямале содержит четыре термомасляных котла-утилизатора номинальной мощностью 44,5 Гкал/ч каждый и восемь газовых турбин [8]. Согласно

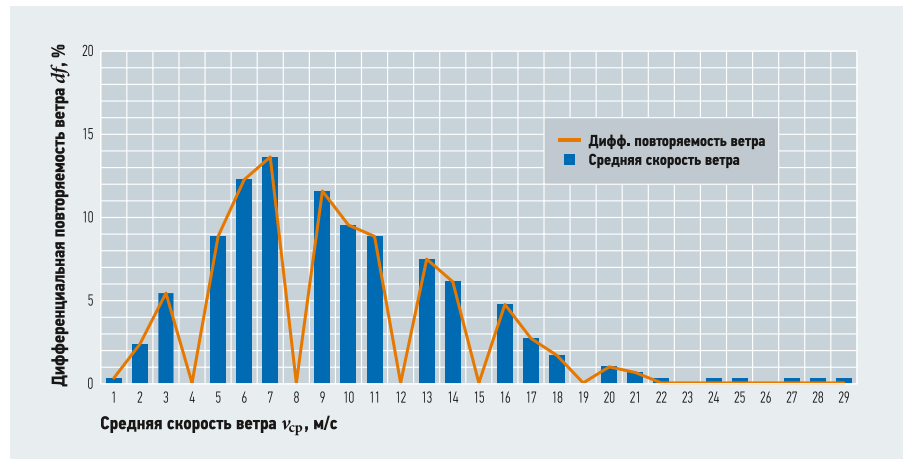


Рис. 4. Интегральная и дифференциальная повторяемость скоростей ветра на высоте ветроколеса

открытым источникам, максимальная нагрузка энергокластера составляет 244 МВт, что покрывается работой шести ГТУ. Основные расчётные параметры газотурбинной установки представлены в табл. 2.

Характеристики ГТУ STG-800 табл. 2

Наименование	Величина
Электрическая мощность, МВт	45,4
КПД на выходах генератора, %	36,86
Расход уходящих газов, кг/с	129,7
Температура уходящих газов, °С	547
Расход топливного газа*, кг/с	2,505

* При теплотворной способности газа 8073 ккал/м³.

Рассчитаем потребности в природном газе для существующей ГТЭС.

1. Часовой расход газа на один котёл:

$$B_k = \frac{Q_k 10^8}{Q_H^P \eta_{бр}^k}, \quad (3)$$

где Q_k — максимальная тепловая мощность котла; Q_H^P — низшая теплота сгорания природного газа; $\eta_{бр}^k$ — КПД котла брутто, отсюда:

$$B_k = \frac{Q_k 10^8}{Q_H^P \eta_{бр}^k} = \frac{191 \times 10^8}{8760 \times 92} = 23\,700 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

2. Часовой расход газа на три котла:

$$B_{3к} = 3B_k = 71\,100 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

3. Часовой расход газа на ГТУ: расход природного газа на одну ГТУ STG-800 составляет 8797 кг/ч, то есть на шесть ГТУ расход составит 52 782 кг/ч (65 978 м³/ч) или 0,187 кг/кВт (0,234 м³/кВт).

4. Суммарный часовой расход газа на газотурбинной электростанции ($K_3 = 1$):

$$71\,100 + 65\,978 = 137\,078 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

5. Годовой расход газа на ГТЭС:

$$137\,078 \times 8250 = 1,13 \times 10^9 \text{ м}^3,$$

где 8250 — число часов использования ГТУ в год (с учётом 510 часов на ремонтные работы).

Стоимость природного газа для собственных технологических нужд меняется из года в год и определяется специальным департаментом организаций, эксплуати-

рующих электростанции собственных нужд (ЭСН). Из открытых источников была взята установленная департаментом ПАО «Газпром» для Ковыктинского газоконденсатного месторождения стоимость 1000 м³ газа, которая в 2020 году составляла 5395 руб. без НДС.

Таким образом, на обеспечение теплоэлектроснабжения энергокластера СПГ ежегодно тратится примерно 6,101 млрд руб. Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, получаемой при ГТЭС ($K_3 = 1$), составит $C_{эл} = 2,62$ руб/(кВт·ч).

В табл. 3 представлены исходные данные для экономического расчёта.

Данные для экономического расчёта табл. 3

Наименование	Величина
Полезная мощность ВЭС, кВт	45 000
Курс рубля к доллару, руб/\$	95,91
Стоимость 1 кВт·ч э/э $C_{эл.эн}$, руб/(кВт·ч)	2,62
Номинальная мощность ВЭС, кВт	150 000
Доля логистики проекта от стоимости оборудования $\Delta_{лог}$, %	20
Ежегодные ОРЕХ на обслуживание ВЭС, % от CAPEX	10
Ежегодный рост ОРЕХ, %	3
Ставка дисконтирования, %	15
Ежегодный рост тарифов на э/э, %	5
Налог на прибыль, %	20
Мощность одной ВЭУ, кВт	6250
Стоимость одной ВЭУ, руб.	449 578 125
CAPEX, млн руб.	31 600
Срок амортизации, лет	20
Реализованный СПГ, млн руб/год	11 438

Первоначальные инвестиции в проект будем рассчитывать по формуле:

$$CAPEX = (C_{уст} + C_{эл} + C_{пр} + C_{мп} + C_m + C_{ст} + C_{рд} + C_{л}) \times (1 + \Delta_{лог}) + C_{и}, \quad (4)$$

где $C_{уст}$ — стоимость ветрогенераторов, размещаемых на площадке; $C_{эл}$ — расходы на электрическую инфраструктуру; $C_{ст}$ — расходы на обустройство дорог и строительных площадок; $C_{пр}$ — расходы

проектирование; $C_{мп}$ — расходы на ПНР и СМР; C_m — расходы на менеджмент; $C_{рд}$ — расходы на микросайтинг; C_l — локализационные расходы; $C_{и}$ — расходы на мероприятия по интеграции ВЭС в уже существующую схему электроснабжения (токоограничивающее оборудование, противоаварийная автоматика, изменение существующих схем обмена данными и т.п.); $\Delta_{лог}$ — доля логистики проекта в зависимости от объёма инвестиций, %. Отсюда $CAPEX = 24,463$ млрд руб.

С учётом коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) ВЭС, равного 30 %, ветровая генерация покрывает 45 МВт нагрузки, что эквивалентно $0,18 \times 10^9$ м³ сжиженного газа.

На азиатском рынке стоимость СПГ (JKM) на 23 октября 2023 года составляла \$658 за 1000 м³. Таким образом, в год можно продать сжиженного природного газа на сумму примерно 11,435 млрд руб.

Выручка в первый год эксплуатации определяется по формуле:

$$ВЫРУЧКА = P_{ВЭС} 8250 C_{эл} + C_{СПГ} = 12,321 \text{ млрд руб.}, \quad (5)$$

где $C_{СПГ}$ — стоимость СПГ, сжиженного на выработке электроэнергии с ВЭС и в дальнейшем реализованного на рынке (без учёта прочих расходов).

Предприятию следует учесть свои расходы и затраты подрядчиков (транспортных компаний, терминалов регазификации и т.п.), а также вычет стоимости транспортировки природного газа по трубе (до места, где газ будут сжигать и превращать в СПГ), компенсацию стоимости газа, потраченного при сжижении (обычно на сжижение тратится 10 % от объёмов сжижаемого газа), стоимость газификации и хранения плюс стоимость транспортировки на танкере до места назначения: все затраты приблизительно оцениваются в 50 % [9].

Таким образом, итоговая выручка будет равна:

$$ВЫРУЧКА = P_{ВЭС} 8250 C_{эл} + 0,5 C_{СПГ} = 6,646 \text{ млрд руб.}$$

Далее моделируем основные показатели инвестиционной привлекательности проекта ВЭС: **капитальные расходы** (CAPEX); **операционные затраты или операционные расходы** (Operating Expenses, OPEX); **чистый дисконтированный доход** (Net Present Value, NPV или ЧДД); **дисконтированный срок окупаемости** (Discounted Payback Period, DPP); **внутренняя норма доходности** (Internal Rate of Return, IRR); **индекс доходности** (Profitability Index, PI или ИД).

По результатам проведённого расчёта установлено, что:

- дисконтированный срок окупаемости (DPP) проекта ВЭС составляет восемь лет;
- внутренняя норма доходности проекта (ВНД) — 23 %, что превышает ставку дисконтирования и свидетельствует о целесообразности и эффективности проекта;
- индекс доходности инвестиций (ИД) — 1,79, это показывает, что на каждый рубль вложенных инвестиций возвращается прибыль в размере 0 руб. 79 коп.

Расчёт снижения прямых выбросов парниковых газов

Основой расчёта служит следующая нормативная документация:

- Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 29 июня 2017 года № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объёма косвенных энергетических выбросов парниковых газов»;
- Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 27 мая 2022 года № 371 «Об утверждении методик количественного определения объёмов выбросов парниковых газов и поглощения парниковых газов».

Для деятельности завода СПГ характерны прямые выбросы парниковых газов от сжигания природного газа в котлах-утилизаторах. Количественное определение объёма прямых энергетических выбросов при потреблении электрической энергии выполняется по формуле:

$$E_{CO_2, \text{элек.}k, \gamma}^{\text{пр}} = FC_{k, \gamma} NCV_{k, \gamma} EF_{CO_2, \text{элек.}k, \gamma}^{\text{пр}}, \quad (6)$$

где $E_{CO_2, \text{элек.}k, \gamma}^{\text{пр}}$ — объём прямых энергетических выбросов CO₂ от стационарного сжигания топлива за период γ , тонн CO₂; $FC_{k, \gamma}$ — расход топлива k за период γ , т.у.т.; $EF_{CO_2, \text{элек.}k, \gamma}^{\text{пр}}$ — коэффициент выбросов CO₂ от сжигания расхода топлива k за период γ , тонн CO₂-единиц; $NCV_{k, \gamma}$ — коэффициенты перевода в тонны условного топлива и энергетические единицы.

Данные по коэффициентам выбросов и коэффициентам окисления представлены в табл. 1.1 «Коэффициенты перевода расхода топлива в энергетические единицы, коэффициенты выбросов CO₂ и содержание углерода по видам топлива» Приказа Минприроды России № 371:

$$E_{CO_2, \text{элек.}k, \gamma}^{\text{пр}} = 0,18 \times 10^9 \times 1,154 \times 1,62 = 336\,506,4 \text{ CO}_2\text{-эквивалента.}$$

Итого снижение выбросов по охвату Score 1 (прямые выбросы парниковых газов) от применения энергии из возобновляемых источников энергии составило порядка 336,5 тыс. CO₂-эквивалента.

Выводы

Предлагаемый подход является универсальным. Он может быть применён во всех проектах по внедрению ВЭС как основного источника электроснабжения для собственных нужд не только заводов СПГ, но и любых объектов на изолированных и труднодоступных территориях, в том числе объектов линейных участков трубопроводов. Замена ТЭС для выработки электроэнергии на ветровые установки позволяет не только существенно сократить расходы на топливную составляющую при генерации, но и обеспечить лучшие экологические показатели, помогая достигать поставленные цели в рамках ESG-стратегии организации. Данное улучшение достигается за счёт снижения прямых выбросов парниковых газов от сжигания природного газа в котлах-утилизаторах, составивших для рассчитанного проекта 336 506,4 CO₂-эквивалента.

Использование указанной ВЭС для энергообеспечения завода СПГ на Ямале является рентабельным при большинстве значений показателей инвестиционного проекта, поэтому можно сказать, что данный проект не обладает высокой чувствительностью к изменению его параметров и может быть реализован в большом диапазоне различных условий.

Анализ результатов моделирования показал, что проект окупится через восемь лет. За весь расчётный период, то есть за 20 лет, чистый дисконтированный доход (NPV) составит 19,341 млрд руб. при первоначальных инвестициях 24,463 млрд руб. Таким образом, проект экономически целесообразен. ●

1. Мировой рынок СПГ: структурные особенности и прогноз развития [Электр. текст]. Neftegaz.ru от 10.02.2023. Режим доступа: magazine.neftegaz.ru. Дата обращения: 20.10.2023.
2. Никитин А. Путин отметил важность проектов по производству СПГ [Электр. текст]. «Взгляд.ру» от 20.07.2023. Режим доступа: vz.ru. Дата обращения: 15.10.2023.
3. Тихонов С. Экспортировать сжиженный природный газ из России станет проще [Электр. текст]. «Российская газета» от 19.10.2023. Режим доступа: rg.ru. Дата обращения: 19.10.2023.
4. С 1 июня 2023 года в России заработал реестр выбросов парниковых газов [Электр. текст]. Минэкономразвития России от 01.06.2023. Режим доступа: esopotmy.gov.ru. Дата обращения: 22.10.2023.
5. Погода в 241 странах мира [Электр. текст]. Режим доступа: rp5.ru. Дата обращения: 16.03.2024.
6. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика: монография. — СПб.: Изд-во СПбПУ, 2016. 424 с.
7. «НОВАТЭК» ловит ямальский ветер: компания может построить ВЭС на 200 МВт в Сабетте [Электр. текст]. «Коммерсант» от 28.06.2021. Режим доступа: kommersant.ru. Дата обращения: 19.10.2023.
8. Экологичные решения на базе турбин Siemens. Локализованные проекты и новые перспективы / Презентация департамента «Производство энергии и газа» Siemens AG (29.11.2017). — М.: Siemens AG, 2017. 15 с.
9. Gas 2019: Analysis and forecast to 2024. International Energy Agency (IEA). Paris, France. 2019. 181 p.

References — see page 79.

Autonomous energy installations on renewable energy sources for supplying energy to isolated objects of the oil and gas complex. Pp. 52–55.

Vasily A. Zubakin, Doctor of Economics, Professor, Head of the Department; **Kimal N. Yusupov**, postgraduate student; **Nikita V. Bunin**, master's student, the Department of Renewable Energy Sources, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

1. *Mirovoj ryok SPG: strukturnye osobennosti i prognoz razvitiya* [Global market of liquefied natural gas: structural features and development forecast]. "Neftegaz.ru" of February 10, 2023. Web-source: magazine.neftegaz.ru. Access date: October 20, 2023. [In Russian]
2. A. Nikitin. *Putin otmetil vazhnost' proektov po proizvodstvu SPG* [President of Russia V.V. Putin noted the importance of liquefied natural gas production projects]. "Vzgljad.ru" of July 20, 2023. Web-source: vz.ru. Access date: October 15, 2023. [In Russian]
3. S. Tikhonov. *Jeksportirovat' szhizhennyj prirodnyj gaz iz Rossii stanet proshe* [It will become easier to export liquefied natural gas from Russia]. "Rossijskaja gazeta" ["Russian newspaper"] of October 19, 2023. Web-source: rg.ru. Access date: October 19, 2023. [In Russian]
4. *S 1 ijunja 2023 goda v Rossii zarabotal reestr vybrosov parnikovyx gazov* [Greenhouse Gas Emissions Register launched in Russia on June 1, 2023]. *Minjekonomrazvitiya Rossii* [Ministry of Economic Development of the Russian Federation] of June 1, 2023. Web-source: etsonomy.gov.ru. Access date: October 22, 2023. [In Russian]
5. *Pogoda v 241 stranakh mira* [Weather in 241 countries of the world]. Web-source: rp5.ru. Access date: March 16, 2024. [In Russian]
6. Elistratov V.V. *Vozobnovljaemaja jenergetika: monografija* [Renewable energy: A monograph]. 3rd edition, rev. and exp. St. Petersburg. *Izd-vo SPbPU* [Publishing House of Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University]. 2016. 424 p. [In Russian]
7. "NOVATEK" lovit jamalskij veter: kompanija mozhet postroit' VJeS na 200 MVt v Sabette ["NOVATEK", PJSC, catches the Yamal wind: the company may build a 200 MW wind farm in Sabetta]. "Kommersant" of June 28, 2021. Web-source: kommersant.ru. Access date: October 19, 2023. [In Russian]
8. *Jekologichnye reshenija na baze turbin Siemens. Lokalizovannye proekty i novye perspektivy* [Environmentally friendly solutions based on Siemens turbines. Localized projects and new prospects]. *Prezentatsija departamenta "Proizvodstvo jenerгии i gaza" kompanii Siemens AG (29.11.2017)* [Presentation of the Department of Energy and Gas Production of Siemens AG of November 29, 2017]. Moscow. Siemens AG. 2017. 15 p. [In Russian]
9. Gas 2019: Analysis and forecast to 2024. International Energy Agency (IEA). Paris, France. 2019. 181 p.