

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ВОСТОЧНОЙ АРКТИКИ К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

В. А. Шакиров, И. Ю. Иванова, Р. А. Иванов

Институт систем энергетики имени Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН
(Иркутск, Российская Федерация)

Статья поступила в редакцию 1 сентября 2021 г.

Рассматривается проблема электроснабжения удаленных потребителей восточной Арктики. Представлена методика оценки экономической целесообразности централизованного от энергосистемы электроснабжения потребителя в сравнении с вариантом строительства автономной электростанции. Приведены результаты анализа вариантов электроснабжения перспективных предприятий по освоению месторождений Чукотского автономного округа Клён, Пыркакайские штокерки и Амаамское. Результаты обобщены для возможности анализа конкурентоспособности централизованного и автономного электроснабжения потребителей различных регионов восточной Арктики.

Ключевые слова: восточная Арктика, освоение минерально-сырьевых ресурсов, децентрализованное электроснабжение, линии электропередачи, автономная электростанция, границы экономической целесообразности.

Введение

В последние годы Правительство России уделяет большое внимание вопросам развития арктических территорий страны¹. В программных документах федерального уровня, определяющих цели и стратегические приоритеты государственной политики в Арктике, отмечаются неразвитость энергетической инфраструктуры, высокая себестоимость генерации и транспортировки энергии в этих регионах.

В то же время в стратегических и программных документах социально-экономического развития восточных регионов страны в числе приоритетных обозначено множество проектов освоения месторождений минерально-сырьевых ресурсов, расположенных в северных и арктических районах. Как правило, эти месторождения находятся в зоне децентрализованного электроснабжения и сезонной транспортной доступности.

Своевременное электроснабжение развивающейся производственной базы Арктической зоны Российской Федерации — важная инфраструктурная задача. Экономическое развитие в Арктической зоне происходило и будет происходить в основном за счет освоения отдельных эффективных и конкурентоспособных по выпускаемой продукции как для внутреннего, так и для внешнего рынков минерально-сырьевых месторождений. Будучи в основном крупными и энергоемкими проектами, они потребуют формирования рациональных схем электроснабжения производств [1].

Основными вариантами электроснабжения удаленных потребителей являются строительство линий электропередачи (ЛЭП) для подключения к энергосистеме и строительство автономных электростанций в непосредственной близости на основе местных или привозных и возобновляемых энергоресурсов.

На тему оптимального развития систем электроснабжения удаленных районов выполнены многочисленные исследования. В [2] дан обзор методических подходов к выбору решений по развитию распределительных и системообразующих сетей

¹ Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года. — Утв. указом Президента РФ от 26 октября 2020 г. № 645.

Таблица 1. Приоритетные проекты освоения месторождений восточной Арктики

№	Месторождения	Районы расположения
Таймыро-Туруханская опорная зона		
1	Месторождения редкоземельных металлов Черногорское и Норильск-1	Таймырский Долгано-Ненецкий
2	Сузунское, Тагульское и Лодочное нефтегазовые месторождения Ванкорского кластера	Таймырский Долгано-Ненецкий, Туруханский
3	Месторождения коксующихся углей, участок «Река Малая Лемберова»	Таймырский Долгано-Ненецкий
4	Сырадасайское угольное месторождение	Таймырский Долгано-Ненецкий
5	Попигайское месторождение алмазов	Таймырский Долгано-Ненецкий
6	Пайяхское месторождение нефти	Таймырский Долгано-Ненецкий
Северо-Якутская опорная зона		
7	Месторождение россыпного олова Ручей Тирехтях	Усть-Янский
8	Томторское месторождение редкоземельных металлов	Оленекский
9	Верхне-Мунское месторождение алмазов	Оленекский
10	Месторождение золота Кючус	Верхоянский, Усть-Янский
11	Месторождение серебра Прогноз	Верхоянский
12	Нефтегазовые месторождения Западно-Анабарского участка	Анабарский
Чукотская опорная зона		
13	Месторождение меди и золота Песчанка	Билибинский
14	Месторождение золота Кекура	Билибинский
15	Месторождение золота Клён	Билибинский
16	Олово-вольфрамовое месторождение Пыркакайские штоковерки	Чаунский
17	Месторождение Фандюшкинское поле Алькатваамского угленосного района	Анадырский
18	Амаамское месторождение Беринговского угольного бассейна	Анадырский

с учетом факторов неопределенности и многокритериальности. В [3] представлена методика сравнения автономного и централизованного электроснабжения удаленных потребителей на основе показателя нормированной стоимости электроэнергии (Levelized cost of energy — LCOE) при ее производстве на автономной электростанции или передаче по ЛЭП. Анализ энергосистем Арктики, а также технологий производства электроэнергии, которые доказали свою эффективность для использования в арктических условиях, включая дизельную, солнечную, ветровую генерацию, малые гидроэлектростанции, выполнен в [4]. В [5] представлена методика выбора рациональных схем электроснабжения удаленных потребителей на основе оценки экономических показателей, эксплуатационных характеристик и выбросов в окружающую среду с рассмо-

трением четырех характерных вариантов: дизельной генерации, генерации на основе возобновляемых источников энергии, смешанной генерации, а также строительства ЛЭП для подключения к энергосистеме. В [6] представлена многоцелевая модель оптимизации, позволяющая решать сложные задачи проектирования локальных энергосистем в Арктике.

В отделе комплексных и региональных проблем энергетики Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН разработаны методический подход и модельный инструментарий для комплексной оценки схем энергоснабжения потребителей в районах нового освоения, описание и принципы которых представлены в [7—9]. Входящая в состав инструментария методика оценки целесообразности подключения удаленного потребителя к энергосистеме отличается возможностью постро-

ения и исследования границ конкурентоспособности автономного и централизованного электроснабжения в зависимости от различных сочетаний влияющих факторов [10]. Ограничением методике является ориентация на анализ потребителей малой мощности (порядка 1—3 МВт), подключение которых к энергосистеме осуществляется по ЛЭП напряжением до 35 кВ. В данной статье предлагается развитие методики для анализа потребителей большей мощности, подключение которых требует строительства ЛЭП напряжением 35—220 кВ. Представлены результаты обобщающих исследований по определению границ экономической целесообразности вариантов централизованного и автономного электроснабжения для потребителей восточной Арктики.

Характеристика исследуемой территории

В государственной программе «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» с учетом климатических условий, инфраструктурных особенностей, ресурсной базы, потенциала экономического развития, демографических и других факторов в арктической части страны выделены восемь опорных зон. Три из них расположены на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока: Таймыро-Туруханская, Северо-Якутская и Чукотская.

В табл. 1 представлен перечень приоритетных проектов, которые будут реализовываться на условиях государственно-частного партнерства на восточных опорных территориях.

Таймыро-Туруханская зона с промышленным центром в Норильске является относительно развитым и уникальным экономическим районом на севере Красноярского края. Ее экономика связана в основном с цветной металлургией и нефтегазодобычей. Перспективы развития этой зоны обусловлены наличием стратегических ресурсов — руд цветных металлов, нефти, газа, угля и др., а также их востребованностью на внутреннем и мировом рынках. Большое количество и уникальность месторождений минерально-сырьевых ресурсов обуславливают устойчивый экономический интерес к этим арктическим территориям со стороны российских и иностранных инвесторов.

Северо-Якутская зона ориентирована на развитие экономики на базе разработки и переработки минерально-сырьевых ресурсов с использованием преимуществ Северного морского пути. Перспективы развития минерально-сырьевого комплекса Северо-Якутской зоны определяются наличием эффективных инвестиционных проектов и крупных инвесторов, конъюнктурой спроса и предложения на мировом и общероссийском рынках различных видов полезных ископаемых, в том числе цветных и редкоземельных металлов.

Чукотская зона в соответствии со стратегическими и программными документами получит развитие добывающих отраслей, транспортной и энергетиче-

ской инфраструктуры. Наиболее полное и эффективное освоение месторождений угля и цветных металлов будет концентрироваться в двух зонах (территориях) опережающего развития — Анадырской и Чаун-Билибинской.

Суммарная мощность электростанций арктических территорий Красноярского края, Республики Саха (Якутия) и Чукотского автономного округа составляет немногим более 3100 МВт. На этой территории централизованное электроснабжение представлено пятью изолированно функционирующими энергорайонами: двумя в Таймыро-Туруханской зоне (Таймыро-Норильским и Ванкорским энергорайонами), тремя в Чукотской зоне (Анадырским, Эгвекинотским и Чаун-Билибинским энергорайонами), что связано с историческим промышленно-хозяйственным освоением. На территории Северо-Якутской зоны электроснабжение потребителей осуществляется от автономных энергоисточников. Энергетическая изолированность обусловлена удаленностью и отсутствием необходимой транспортной инфраструктуры.

Методика оценки целесообразности подключения удаленных потребителей к энергосистеме

В [10] была представлена методика определения зон экономической целесообразности различных вариантов электроснабжения малых удаленных потребителей мощностью до 3 МВт с возможностью оценки влияния ценовых и технических факторов. В ее основе лежит определение при условии равенства затрат расчетных зависимостей основных экономических показателей одного варианта электроснабжения от изменения показателей альтернативного варианта. Для получения линии равной экономичности двух вариантов значения показателей задаются в диапазоне, характерном для рассматриваемой территории (рис. 1).

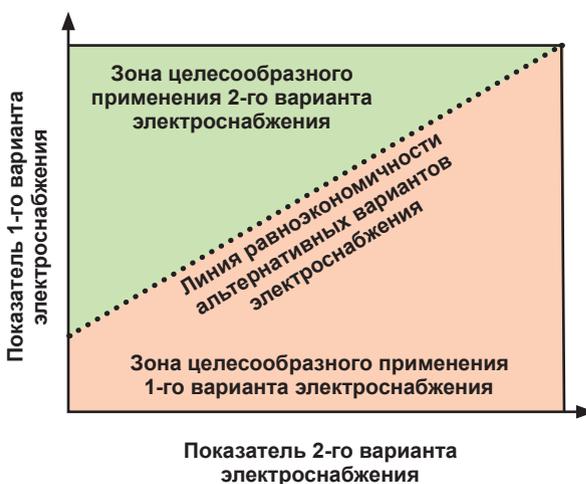


Рис. 1. Иллюстрация принципа определения границ конкурентоспособности вариантов электроснабжения
Fig. 1. Illustration of the principle of determining the competitiveness boundaries of power supply options



Рис. 2. Методика оценки целесообразности подключения потребителей к энергосистеме
Fig. 2. Methodology for assessing the feasibility of connecting consumers to the power grid

При рассмотрении потребителей большей мощности, подключение к энергосистеме которых требует строительства ЛЭП напряжением 35—220 кВ, необходим учет технических параметров электросетевых объектов и условий прохождения трассы ЛЭП. Дополненная этими возможностями методика представлена на рис. 2.

На первом этапе определяются основные технико-экономические характеристики электросетевых объектов для оценки капитальных затрат на строительство ЛЭП и подстанций в соответствии с методикой расчета по укрупненным показателям стоимости².

Номинальное напряжение ЛЭП рассчитывается по формуле [11]

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500n}{P}}}, \quad (1)$$

² СТО 56947007-29.240.124-2012. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ» 324 тм – т1 для электросетевых объектов (с изменениями от 21.10.2014). – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2014.

где L, n — длина и число цепей ЛЭП, км; P — передаваемая по ЛЭП активная мощность, МВт.

Число цепей ЛЭП выбирается в зависимости от категории надежности электроснабжения потребителя. Сечение проводов ЛЭП оценивается по экономической плотности тока и проверяется по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах [12].

После определения параметров ЛЭП оцениваются условия прохождения трассы для уточнения затрат на строительство: район по гололеду, усложняющие факторы (лес, горная местность, болота, промышленная застройка) [12].

Для определения стоимости подстанций проводится выбор мощности трансформаторов по электрической нагрузке пятого года эксплуатации таким образом, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены оставшиеся в работе обеспечивали питание полной нагрузки. Схемы подстанций выбираются в соответствии с рекомендациями³.

Определение стоимости электросетевых объектов осуществляется с применением коэффициентов, учитывающих регионально-экономические, регионально-климатические, инженерно-геологические и другие условия строительства.

Ежегодные издержки на ремонты и обслуживание элементов электрической сети принимаются на основе статистических данных [13].

На втором этапе методика (см. рис. 2) определяются технико-экономические параметры альтернативных вариантов электроснабжения.

Капитальные затраты на строительство объектов газовой, угольной, атомной и дизельной генерации рассчитываются по данным объектов-аналогов:

$$IC = c_0 P_{ic}, \quad (2)$$

где c_0 — удельные капитальные вложения в строительство электростанции, млн руб./кВт; P_{ic} — установленная мощность электростанции, кВт.

В табл. 2 представлены удельные капитальные и эксплуатационные затраты для основных типов электростанций по данным открытых источников и [14—16]. В исследовании рассматривались атомные станции малой мощности (АСММ) на базе реакторов Шельф, УниTERM, АБВ-6, РИТМ-200.

К полученным значениям удельных капиталовложений применяются коэффициенты, учитывающие регионально-экономические, регионально-климатические, инженерно-геологические и другие условия строительства.

На третьем этапе производится технико-экономическое сравнение вариантов электроснабжения для существующих экономических условий по пока-

³ СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.

Таблица 2. Показатели капитальных и эксплуатационных затрат электростанций мощностью от 5 до 100 МВт

Тип электростанции	Удельные капитальные затраты, долл./кВт	Затраты на обслуживание и ремонт	
		постоянные, долл./кВт-год	переменные, долл./МВт-ч
Тепловая на каменном угле	3248	38,8	3,1
Тепловая на буром угле	5013	50,4	3,9
Парогазовая	1314	8	2,7
Газотурбинная	1131	9,2	3
Газопоршневая	875	17,6	5,5
Атомная	4800—7500 *	260—580 *	—
Дизельная	650	10	10

* Больше значение соответствует меньшей номинальной мощности реактора в диапазоне 6—100 МВт.

зателю нормированной стоимости электроэнергии. Этот показатель получил широкое распространение благодаря простоте, удобству интерпретации и сопоставления с результатами аналогичных исследований [3; 17—19]. LCOE определяет цену на электроэнергию, при которой выручка от ее реализации будет равна суммарным затратам варианта электроснабжения за расчетный период с учетом дисконтирования:

$$LCOE_i = \frac{\sum_{t=1}^T (IC + C_e + C_f + C_{om})(1+d)^{1-t}}{\sum_{t=1}^T W(1+d)^{1-t}}, \quad (3)$$

где $LCOE_i$ — нормированная стоимость электроэнергии при i -м варианте электроснабжения, руб./кВт-ч; IC — единовременные капитальные вложения, млн руб.; C_e — затраты на приобретение электроэнергии из системы, млн руб.; C_f — затраты на топливо с учетом доставки, млн руб.; C_{om} — затраты на обслуживание и ремонт основного оборудования, млн руб.; W — производство или передача электроэнергии за год, млн кВт-ч.

На основе оценок LCOE проводится ранжирование вариантов электроснабжения по экономической эффективности при заданных технических параметрах объектов, тарифе на электроэнергию и ценах на энергоресурсы. Однако ввиду неопределенности исходной информации и будущих экономических условий требуется анализ влияния различных факторов на изменение полученных оценок.

На четвертом этапе определяются зоны экономической целесообразности централизованного и автономного электроснабжения. Для этого из условия равенства чистых дисконтированных затрат получены зависимости основных влияющих факторов:

$$L = \frac{IC_{pp} - IC_s - \Phi_1 \sum_{t=1}^T (1+d)^{1-t}}{K_{\Sigma} \left[1 + k_{sp} \sum_{t=1}^T (1+d)^{1-t} \right]}, \quad (4)$$

$$p_f = \frac{IC_{pl} + IC_s - IC_{pp} + \Phi_2 \sum_{t=1}^T (1+d)^{1-t}}{B \sum_{t=1}^T (1+d)^{1-t}}, \quad (5)$$

$$p_e = \frac{IC_{pp} - IC_{pl} - IC_s + \Phi_3 \sum_{t=1}^T (1+d)^{1-t}}{W \sum_{t=1}^T (1+d)^{1-t}}, \quad (6)$$

где $\Phi_1 = (C_{oms} + p_e W - C_{ompp} - p_f B)$;

$\Phi_2 = (C_{ompl} + C_{oms} + p_e W - C_{ompp})$;

$\Phi_3 = (C_{ompp} + p_f B - C_{ompl} - C_{oms})$;

IC_{pp} , IC_s , IC_{pl} — капитальные затраты на строительство электростанции, подстанции и ЛЭП соответственно, млн руб.; C_{oms} , C_{ompp} , C_{ompl} — ежегодные затраты на обслуживание и ремонт подстанции, электростанции и ЛЭП соответственно, млн руб.; p_f — цена на топливо, тыс. руб./т условного топлива (у. т.); p_e — тариф на электроэнергию, руб./кВт-ч; B — среднегодовой расход топлива на электростанции, тыс. т у. т.; K_{Σ} — коэффициент удельных капитальных вложений в строительство ЛЭП с учетом сопутствующих расходов, регионального и сейсмического факторов, млн руб./км; k_{sp} — коэффициент, отражающий долю эксплуатационных затрат от капитальных вложений в строительство ЛЭП.



Рис. 3. Перспективные проекты и энергетическая инфраструктура Чукотской опорной зоны
 Fig. 3. Prospective projects and energy infrastructure of the Chukotka support zone

Формула (4) определяет предельную целесообразную протяженность ЛЭП для подключения потребителя заданной мощности к энергосистеме в зависимости от цены на топливо p_f и тарифа на электроэнергию p_e .

Выражения (5) и (6) служат для оценки граничных цен на топливо и тарифов на электроэнергию, при которых целесообразно централизованное электроснабжение потребителя.

Применение методики для оценки целесообразности подключения перспективных потребителей Чукотского автономного округа

На территории восточной Арктики предпосылки для расширения зоны централизованного электроснабжения в перспективе имеются лишь на территории Таймыро-Туруханской и Чукотской опорных зон [20]. В качестве примера применение методики рассматривается для отдельных проектов Чукотской опорной зоны (рис. 3, табл. 3). Важной характеристикой проектов является число часов использования максимума нагрузки T_{max} . Это условное время, в течение которого предприятие, работая с максимальной нагрузкой, будет иметь такое же электропотребление, как и при работе по реальному графику нагрузки. Проекты с большей величиной T_{max} имеют более равномерный и заполненный график электрических нагрузок. Соответственно коэффициент использования установленной мощности ЛЭП или автономной электростанции при электроснабжении таких предприятий выше.

В табл. 4 и 5 представлены основные технико-экономические характеристики электросетевых объектов для подключения потребителей к энергосистеме, а также альтернативных вариантов электроснабжения: дизельной электростанции (ДЭС) и тепловой электростанции (ТЭС).

Величина одноставочного тарифа на электроэнергию, поставляемую АО «Чукотэнерго» покупателям на розничном рынке Чукотского автономного округа, составила во втором полугодии 2021 г. 5,75 руб./кВт·ч. Такой тариф обеспечен механизмом выравнивания цен на электроэнергию для всех «прочих» потребителей отдельных субъектов Дальневосточного федерального округа (ДФО). Федеральный закон «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике»» от 29 декабря 2020 г. № 480-ФЗ предусматривает выравнивание тарифов в ДФО до базовых, продлен до 1 января 2028 г., при этом предусмотрено совершенствование механизма. В соответствии с законом с 2022 г. предполагается применение критериев, ограничивающих перечень потребителей, получающих базовый уровень тарифа. Правительство РФ приняло решение о необходимости поэтапного доведения тарифов на электроэнергию для потребителей ДФО до экономически обоснованного уровня. Экономически обоснованный тариф во втором полугодии 2021 г. составил 32,7 руб./кВт·ч для объектов электросетевого хозяйства с уровнем напряжения 35 кВ и выше согласно информации, представленной на сайте АО Чукотэнерго (<https://www.chukotenergo.ru>).

Таблица 3. Характеристика перспективных потребителей электроэнергии Чукотского АО

Перспективный потребитель	Район расположения	Перспективная мощность потребителя, МВт	Число часов максимума нагрузки, ч	Характеристика вариантов электроснабжения		
				ЛЭП	Дизельная электростанция	Тепловая электростанция на местном угле
Месторождение рудного золота Клён	Билибинский	10	7000	150—160 км от ЛЭП 110 кВ «Билибино — Песчанка»	Стоимость топлива * 100 тыс. руб./т	Отсутствуют месторождения
Олово-вольфрамовое месторождение Пыркакайские штокверки	Чаунский	24	7500	15 км от ЛЭП 110 кВ	Стоимость топлива * 80 тыс. руб./т	Отсутствуют месторождения
Амаамское месторождение Беринговского угольного бассейна	Анадырский	45	6000	210—220 км от Анадыря	Стоимость топлива * 90 тыс. руб./т	Месторождение каменного угля. Стоимость 4,4—6,6 тыс. руб./т у. т.

* С учетом доставки.

Таблица 4. Основные параметры электросетевых объектов при подключении к энергосистеме

Перспективный потребитель	Номинальное напряжение ЛЭП, кВ	Категория надежности электроснабжения	Сечение провода ЛЭП, мм ²	Количество цепей ЛЭП и трансформаторов	Мощность трансформаторов подстанции, МВА
Месторождение рудного золота Клён	110	III	70	1	16
Месторождение Пыркакайские штокверки	110	II	70	2	25
Амаамское угольное месторождение	110	II	150	2	40

Таблица 5. Технико-экономические характеристики электростанций

Показатель	ТЭС	ДЭС
Удельный расход топлива, г у. т./кВт·ч	310	298
Низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг	26,8	42,6

Для оценки влияния уровня тарифа на целесообразность подключения удаленных потребителей к энергосистеме были рассмотрены три сценария. Согласно первому механизму выравнивания тарифов в ДФО будет сохранен за пределами 2028 г., и расчет проводится при цене на электро-

энергию 5,75 руб./кВт·ч. По второму сценарию тариф 5,75 руб./кВт·ч будет действовать до 2028 г., а затем повысится до экономически обоснованного 32,7 руб./кВт·ч. В третьем сценарии рассмотрена ситуация с экономически обоснованным тарифом 32,7 руб./кВт·ч в течение всего расчетного периода.

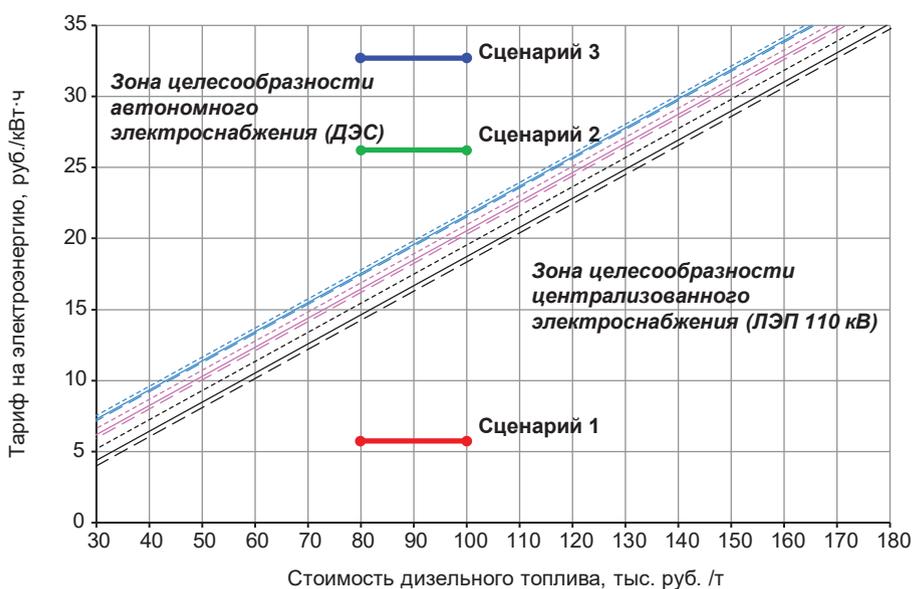
Таблица 6. Нормированная стоимость электроэнергии при различных вариантах электроснабжения, руб./кВт·ч

Вариант электроснабжения	Месторождение рудного золота Клён	Месторождение Пыркакайские штокверки	Амаамское месторождение угля
ЛЭП:			
первый сценарий	9,5	6,5	7,9
второй сценарий	23,5	20,5	21,9
третий сценарий	36,4	33,4	34,8
ДЭС	22,5	18,3	18,6
ТЭС	—	—	7,5—8,2
АСММ	22,5	12	14,9

Оценка вариантов электроснабжения выполнена в текущих уровнях цен при ставке дисконтирования 10% и расчетном периоде 25 лет.

В табл. 6 приведены результаты оценки LCOE, которые показывают, что строительство автономной электростанции экономически эффективнее для всех рассматриваемых потребителей при втором и третьем сценариях, когда в течение всего или части расчетного периода установлен экономически обоснованный тариф на электроэнергию. При первом сценарии с действующим механизмом выравнивания тарифов в течение всего расчет-

ного периода экономически целесообразно строительство ЛЭП для подключения потребителей к энергосистеме. Сравнивая LCOE электростанций, можно сделать вывод о наибольшей эффективности ТЭС, расположенной в непосредственной близости от угольного месторождения. Экономическая эффективность АСММ по сравнению с ДЭС повышается с увеличением мощности потребителя и числа часов использования максимума нагрузки (см. табл. 3). Следует отметить, что экономическая эффективность строительства АСММ во многом определяется возможностями транспортной ин-



- Клён, нагрузка 10 МВт, удаленность 150 км
- - Клён, нагрузка 10 МВт, удаленность 170 км
- Клён, нагрузка 15 МВт, удаленность 150 км
- Пыркакайские штокверки, нагрузка 24 МВт, удаленность 15 км
- - Пыркакайские штокверки, нагрузка 40 МВт, удаленность 15 км
- Амаамское месторождение, нагрузка 45 МВт, удаленность 210 км
- Амаамское месторождение, нагрузка 45 МВт, удаленность 240 км
- Амаамское месторождение, нагрузка 60 МВт, удаленность 210 км

Рис. 4. Границы конкурентоспособности централизованного и автономного от ДЭС вариантов электроснабжения предприятий
 Fig. 4. The competitiveness boundaries of the centralized and autonomous (from diesel power plants) power supply options for enterprises

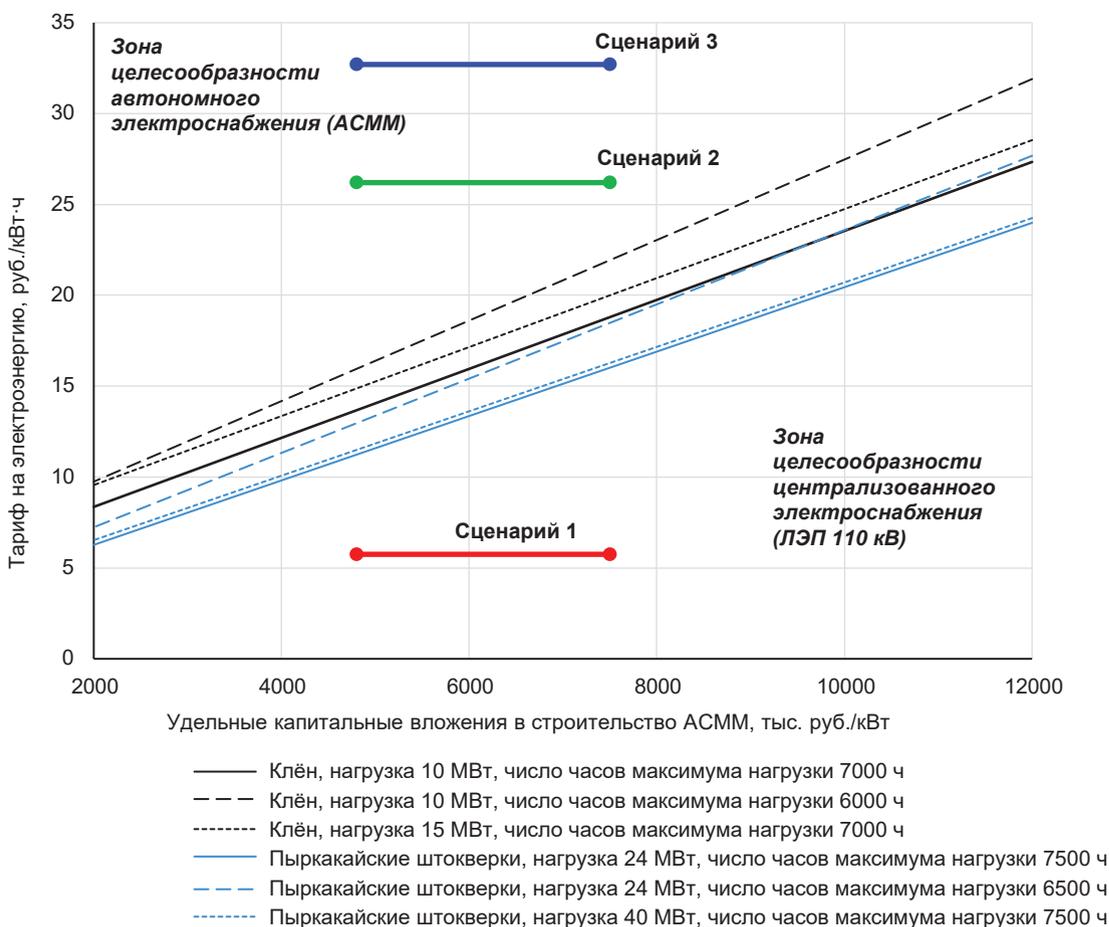


Рис. 5. Границы конкурентоспособности централизованного и автономного от АСММ вариантов электроснабжения предприятий
 Fig. 5. The competitiveness boundaries of the centralized and autonomous (from a small-scale nuclear power plant) power supply options for enterprises

фраструктуры и длительностью периода перезагрузки топлива.

На рис. 4—6 представлены результаты анализа конкурентоспособности вариантов централизованного и автономного электроснабжения рассматриваемых предприятий. При сопоставлении централизованного электроснабжения с ДЭС и ТЭС рассмотрены зависимости границ конкурентоспособности от тарифа на электроэнергию p_e , цены на топливо p_f , величины нагрузки и удаленности потребителя от энергосистемы. При сопоставлении централизованного электроснабжения со строительством АСММ рассмотрено влияние тарифа на электроэнергию p_e , удельных капитальных затрат на строительство АСММ, мощности потребителя и числа часов использования максимума нагрузки. На рис. 4—6 также показаны ценовые условия трех сценариев. Для второго сценария взят средний уровень тарифа за 25 лет.

На рис. 4 показано, что при сохранении механизма выравнивания тарифов на электроэнергию (первый сценарий) вариант централизованного электроснабжения предпочтителен для рассматриваемых

потребителей даже при значительном снижении стоимости дизельного топлива и изменении параметров проекта — величины нагрузки, протяженности ЛЭП. Если механизм выравнивания тарифов будет отменен в 2028 г. (второй сценарий) или проекты будут реализовываться после его отмены (третий сценарий), то целесообразность строительства ЛЭП может появиться в перспективе при тарифе менее 18—22 руб./кВт·ч или повышении стоимости дизельного топлива до 150—170 тыс. руб./т.

Из рис. 5 следует, что при первом сценарии вариант централизованного электроснабжения предпочтителен для рассматриваемых перспективных потребителей даже при значительном снижении удельных капитальных вложений в строительство АСММ и изменении параметров проекта — мощности потребителя и числа часов максимума нагрузки T_{max} . При втором и третьем сценариях целесообразно строительство АСММ. Значимым фактором, влияющим на эффективность АСММ, является T_{max} . При его снижении существенно меняется граница конкурентоспособности централизованного и автономного вариантов электроснабжения.

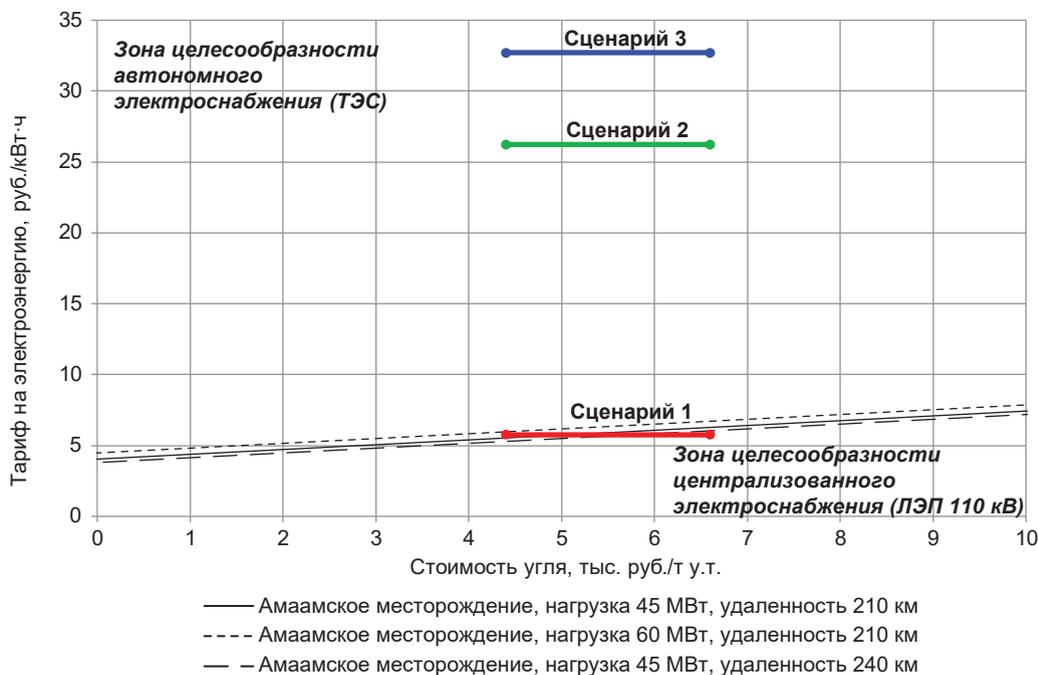


Рис. 6. Границы конкурентоспособности централизованного и автономного вариантов электроснабжения Амаамского месторождения

Fig. 6. The competitiveness boundaries of the centralized and autonomous power supply options of the Amaam field

Анализ рис. 6 позволяет сделать вывод, что при сохранении механизма выравнивания тарифов за пределами 2028 г. (первый сценарий) варианты строительства ЛЭП и ТЭС практически равнозначны при варьировании цены на уголь в пределах 3—7 тыс. руб./т у. т. и отклонениях в параметрах проекта — величины нагрузки и протяженности ЛЭП. При других сценариях строительство ЛЭП нецелесообразно. Таким образом, вариант строительства ТЭС для электроснабжения Амаамского месторождения является перспективным и устойчивым к ценовым факторам решением в сравнении с централизованным электроснабжением.

Полученные результаты показывают, что строительство ЛЭП целесообразно только при сохранении механизма выравнивания тарифов даже с учетом широкого варьирования ценовых и технических параметров проектов электроснабжения.

Строительство ЛЭП не ведет к снижению себестоимости производства электроэнергии по энергосистеме в целом и увеличивает величину субсидии на компенсацию выпадающих доходов генерирующих компаний. Строительство автономных электростанций с учетом возможной отмены механизма выравнивания тарифов является экономически перспективным. Это направление ведет к снижению себестоимости выработки электроэнергии по энергосистеме и снижению экономически обоснованного тарифа по сравнению с существующим. Определение наиболее эффективного типа электростанции требует детального рассмотрения района потенциального размещения с учетом существующей и перспективной транспортной и энергетической инфра-

структуры, а также уточнения энергетических параметров проектов.

Анализ условий экономической целесообразности централизованного электроснабжения потребителей восточной Арктики

Для анализа экономической эффективности подключения перспективных потребителей к энергосистеме по ЛЭП 35—110 кВ при различных технических и экономических условиях было получено множество границ конкурентоспособности (рис. 7—10). Эти результаты могут использоваться для различных регионов Арктики на востоке России, так как применение соответствующих региональных коэффициентов, индексов сметной стоимости оказывает малое влияние на положение и наклон линий границ конкурентоспособности — менее 6% при сопоставлении с ДЭС и АСММ и 12% — с ТЭС.

Рисунки 7 и 8 позволяют сравнить экономическую эффективность строительства автономной ДЭС и подключения к энергосистеме потребителей мощностью от 5 до 90 МВт при их удаленности от нее от 10 до 250 км.

Для потребителей мощностью от 5 до 23 МВт, удаленных от энергосистемы на расстояние до 50 км, рассматривается подключение к энергосистеме по двухцепной ЛЭП напряжением 35 кВ. При цене на дизельное топливо 80—100 тыс. руб./т экономически эффективно строительство ЛЭП при тарифе менее 15—21 руб./кВт·ч.

Подключение к энергосистеме потребителей 24—90 МВт, удаленных от нее на 10—250 км,



Рис. 7. Границы конкурентоспособности централизованного (двухцепная ЛЭП 35 кВ) и автономного (ДЭС) электроснабжения для условий восточной Арктики
 Fig. 7. The competitiveness boundaries of centralized (double-circuit 35 kV transmission lines) and autonomous (diesel power plant) power supply for the Eastern Arctic conditions



Рис. 8. Границы конкурентоспособности централизованного (двухцепная ЛЭП 110 кВ) и автономного (ДЭС) электроснабжения для условий восточной Арктики
 Fig. 8. The competitiveness boundaries of centralized (double-circuit 110 kV transmission lines) and autonomous (diesel power plant) power supply for the Eastern Arctic conditions

требует строительства ЛЭП напряжением 110 кВ. Такое решение целесообразно, если, например, при цене на дизельное топливо 60—80 тыс. руб./т тариф на электроэнергию не превышает 11—17 руб./кВт·ч.

Рисунки 9 и 10 позволяют провести сравнение вариантов централизованного электроснабжения и строительства автономной ТЭС на каменном угле. Например, для потребителей мощностью от 5 до 23 МВт, удаленных от энергосистемы на расстояние до 50 км, при цене на уголь 4—6 тыс.

руб./т у. т. экономически эффективно строительство ЛЭП напряжением 35 кВ при тарифе менее 3,3—5,6 руб./кВт·ч.

На рис. 11 сопоставлены варианты централизованного электроснабжения и строительства АСММ. Подключение потребителей 24—90 МВт, удаленных от энергосистемы на 10—250 км, при удельных капитальных вложениях в строительство АСММ 3—7 тыс. долл./кВт целесообразно при тарифе на электроэнергию более 10—20 руб./кВт·ч.

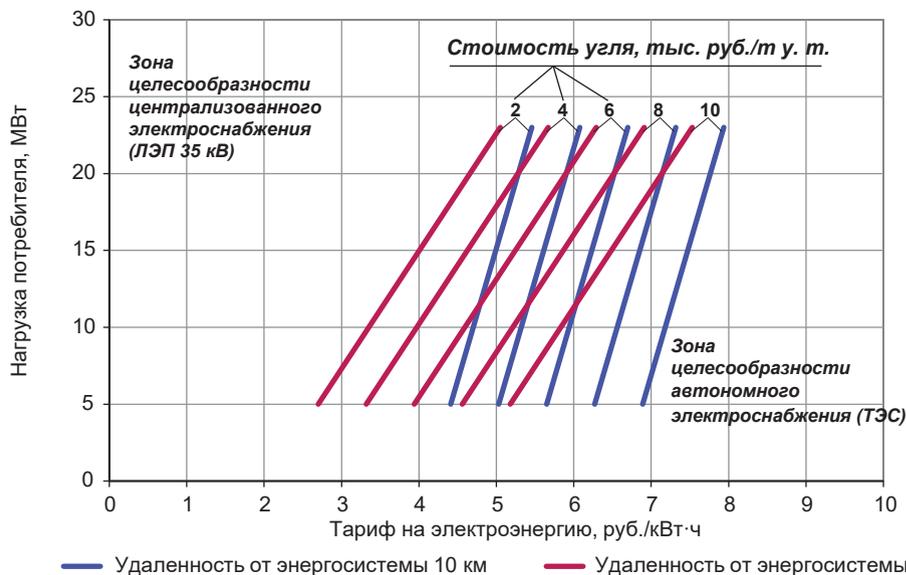


Рис. 9. Границы конкурентоспособности централизованного (двухцепная ЛЭП 35 кВ) и автономного (ТЭС на каменном угле) электроснабжения для условий восточной Арктики
 Fig. 9. The competitiveness boundaries of centralized (double-circuit 35 kV transmission lines) and autonomous (coal-fired thermal power plant) power supply for the Eastern Arctic conditions

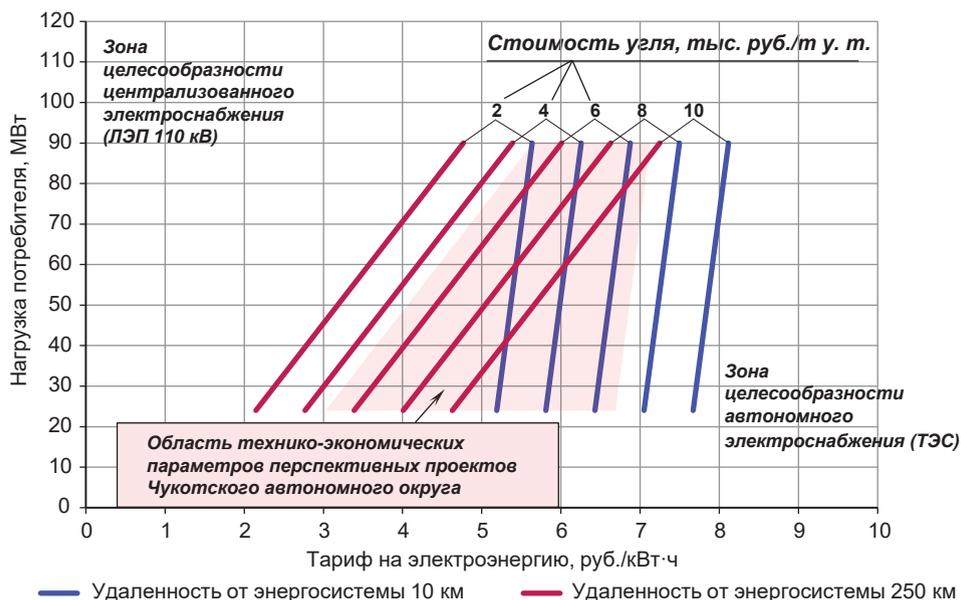


Рис. 10. Границы конкурентоспособности централизованного (двухцепная ЛЭП 110 кВ) и автономного (ТЭС на каменном угле) электроснабжения для условий восточной Арктики
 Fig. 10. The competitiveness boundaries of centralized (double-circuit 110 kV transmission lines) and autonomous (coal-fired thermal power plant) power supply for the Eastern Arctic conditions

Заключение

Своевременное электроснабжение развивающейся производственной базы Арктической зоны Российской Федерации является важной инфраструктурной задачей, для решения которой требуется формирование рациональных схем электроснабжения производств.

Предложенная методика оценки целесообразности подключения удаленного потребителя к энергосистеме позволяет определять и исследовать границы конкурентоспособности автономного и центра-

лизованного электроснабжения в зависимости от различных сочетаний влияющих факторов. Методика позволяет проводить анализ потребителей, подключение к энергосистеме которых требует строительства ЛЭП напряжением до 220 кВ, с учетом технических параметров электросетевых объектов и условий прохождения трассы.

Применение предложенной методики в работе рассмотрено в двух аспектах:

1. Проведен анализ развития электросетевой инфраструктуры в Чаун-Билибинском энергоузле Чу-

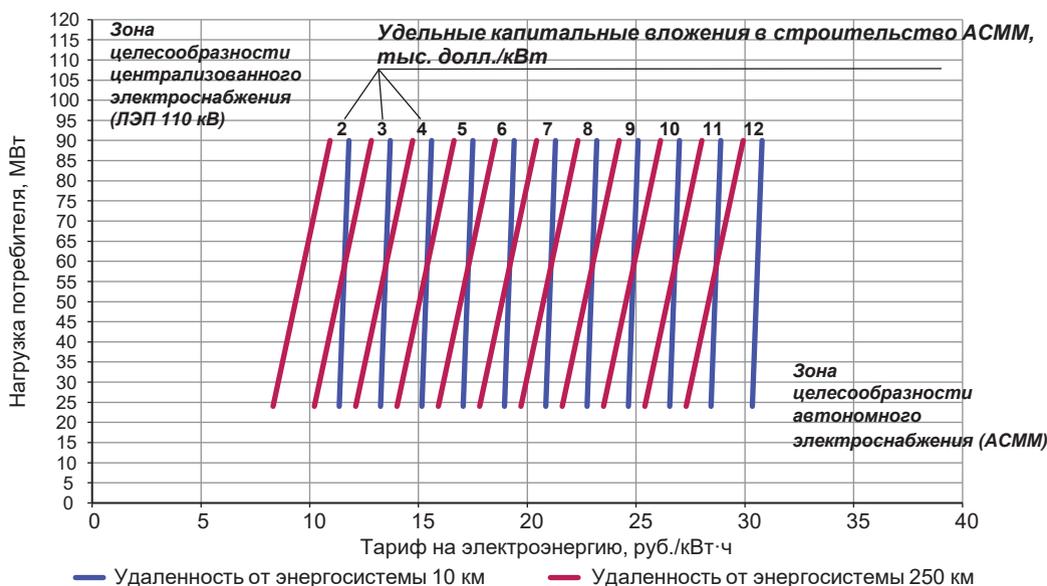


Рис. 11. Границы конкурентоспособности централизованного (двухцепная ЛЭП 110 кВ) и автономного (АСММ) электроснабжения для условий восточной Арктики

Fig. 11. The competitiveness boundaries of centralized (double-circuit 110 kV transmission lines) and autonomous (small-scale nuclear power plant) power supply for the Eastern Arctic conditions

котского АО в отношении трех перспективных потребителей: месторождения рудного золота Клён, олово-вольфрамового месторождения Пырнкайское, Амаамского угольного месторождения. Получены оценки LCOE для трех сценариев, связанных с различным периодом действия механизма выравнивания тарифов в ДФО. Оценки LCOE показывают, что при сниженном тарифе на электроэнергию экономически целесообразно строительство ЛЭП. Если механизм выравнивания тарифов будет отменен, то экономически целесообразно строительство автономных электростанций: АСММ или ДЭС для электроснабжения месторождений Клён, Пырнкайское и ТЭС — для Амаамского месторождения.

2. Строительство автономных электростанций, в частности ТЭС и АСММ, ведет к снижению себестоимости производства электроэнергии на изолированных и труднодоступных территориях и соответственно к снижению экономически обоснованного тарифа по сравнению с существующим. Поэтому этот способ энергообеспечения новых потребителей наиболее целесообразен независимо от действия механизма выравнивания тарифа на электроэнергию.

3. Получен обобщенный результат в виде множества границ конкурентоспособности для возможности сравнения экономической эффективности централизованного и автономного электроснабжения перспективных потребителей восточной Арктики при различных технических и экономических условиях.

Исследование выполнено в рамках проекта государственного задания «Комплексные исследования приоритетов пространственного развития энергетики азиатских регионов России с учетом

тенденций технологического развития ТЭК страны и энергетического сотрудничества со странами Северо-Восточной Азии» (№ FWEU-2021-0004, рег. № АААА-А21-121012090010-7) программы фундаментальных исследований РФ на 2021—2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур» (проект № 13.ЦКП.21.0038).

Литература/References

1. Санеев Б. Г., Иванова И. Ю., Корнеев А. Г. Оценка электрических нагрузок потенциальных проектов освоения месторождений минерально-сырьевых ресурсов в восточных регионах Арктической зоны Российской Федерации // Арктика: экология и экономика. — 2020. — № 1 (37). — С. 4—14. — DOI: 10.25283/2223-4594-2020-1-4-14.
2. Saneev B. G., Ivanova I. Yu., Korneev A. G. Assessment of electrical loads of potential projects for the development of mineral resources in the eastern regions of the Arctic zone of the Russian Federation. [Arctic: Ecology and Economy], 2020, no. 1 (37), pp. 4—14. DOI: 10.25283/2223-4594-2020-1-4-14. (In Russian).
3. Mahdavi M., Sabillon Antunez C., Ajalli M., Romero R. Transmission Expansion Planning: Literature Review and Classification. IEEE Systems J., 2019, vol. 13, no. 3, pp. 3129—3140. DOI: 10.1109/jsyst.2018.2871793.
4. Guo S., Zhao H., Zhao H. The Most Economical Mode of Power Supply for Remote and Less Developed Areas in China: Power Grid Extension or Micro-Grid? Sustainability, 2017, 9 (6), p. 910. DOI: 10.3390/su9060910.
5. De Witt M., Stefánsson H., Valfells Á., Larsen J. N. Energy resources and electricity generation in Arctic areas. Renewable Energy, 2021, vol. 169, pp. 144—156. DOI: 10.1016/j.renene.2021.01.025.

5. Hafez O., Bhattacharya K. Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids. *Renewable Energy*, 2012, vol. 45, pp. 7—15. DOI: 10.1016/j.renene.2012.01.087.
6. Qitoras M. R., Campana P. E., Crawford C. Exploring electricity generation alternatives for Canadian Arctic communities using a multi-objective genetic algorithm approach. *Energy Conversion and Management*, 2020, vol. 210, p. 112471. DOI: 10.1016/j.enconman.2020.112471.
7. Ivanova I. Y. Significant factors affecting the selection of rational options for power supply in an off-grid zone. *E3S Web of Conferences*, 2019, vol. 77, p. 02006. DOI: 10.1051/e3sconf/20197702006.
8. Ivanova I. Y., Korneev A. G., Tuguzova T. F. Assessment of feasible power supply options for new projects in the Arctic zone of the republic of Sakha (Yakutia). 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies Far-EastCon 2019. [S. l.], 2019, 8934060. DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8934060.
9. Санеев Б. Г., Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф., Ижбулдин А. К. Автономные энергоисточники на севере Дальнего Востока: характеристика и направления диверсификации // *Пространств. экономика*. — 2018. — № 1. — С. 101—116. — DOI: 10.14530/se.2018.1.101-116.
10. Saneev B. G., Ivanova I. Yu., Tuguzova T. F., Izhbuldin A. K. Autonomous energy sources in the north of the Far East: current state and directions of diversification. *Prostranstv. ekonomika*, 2018, no. 1, pp. 101—116. DOI: 10.14530/se.2018.1.101-116. (In Russian).
11. Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф., Попов С. П., Петров Н. А. Малая энергетика Севера: Проблемы и пути решения. — Новосибирск: Наука, 2002. — 188 с.
12. Ivanova I. Yu., Tuguzova T. F., Popov S. P., Petrov N. A. Small-scale power engineering of the North: problems and solutions. *Novosibirsk, Nauka*, 2002, 188 p. (In Russian).
13. Геркусов А. А., Макаров В. М. Технико-экономическое обоснование выбора параметров и режимов работы проектируемых линий электропередачи // *Вестн. Иванов. гос. энергет. ун-та*. — 2016. — № 2. — С. 66—73. — DOI: 10.17588/2072-2672.2016.2.066-073.
14. Gerkusov A. A., Makarov V. M. Feasibility study of the choice of parameters and operation modes of the projected power transmission lines. *Vestn Ivanov. gos. energet. un-ta*, 2016, no. 2, pp. 66—73. DOI: 10.17588/2072-2672.2016.2.066-073. (In Russian).
15. Правила устройства электроустановок. — М.: КноРус, 2015. — 491 с.
16. Rules for arrangement of electrical installations. *Moscow, KnoRus*, 2015, 491 p. (In Russian).
17. Справочник по проектированию электрических сетей: 4-е изд., перераб. и доп. / Под ред. Д. Л. Файбисовича. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС. — 2012. — 376 с.
18. Handbook for the design of electrical power networks. 4-e izd., pererab. i dop. Pod red. D. L. Faybisovicha. *Moscow, Izd-vo NTs ENAS*, 2012, 376 p. (In Russian).
19. Lazard's Levelized Costs Of Energy Analysis — Version 11.0. November 2017. Available at: <https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-110.pdf>.
20. Generating Unit Annual Capital and Life Extension Costs Analysis. Final Report on Modeling Aging-Related Capital and O&M Costs. SL-014201, May 2018, 179 p.
21. Zeliang C., Mi Y., Tokuhiko A., Lu L., Rezvoi A. Integral PWR-Type Small Modular Reactor Developmental Status, Design Characteristics and Passive Features. *A Rev. Energies*, 2020, vol. 13 (11), p. 2898. DOI: 10.3390/en13112898.
22. Ali S., Jang C.-M. Optimum Design of Hybrid Renewable Energy System for Sustainable Energy Supply to a Remote Island. *Sustainability*, 2020, vol. 12 (3), p. 1280. DOI: 10.3390/su12031280.
23. Ishraque F. M., Shezan S. A., Ali M. M., Rashid M. M. Optimization of load dispatch strategies for an islanded microgrid connected with renewable energy sources. *Applied Energy*, 2021, vol. 292, p. 116879. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116879.
24. Akram F., Asghar F., Majeed M. A., Amjad W., Manzoor M. O., Munir A. Techno-economic optimization analysis of stand-alone renewable energy system for remote areas. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2020, vol. 38, p. 100673. DOI: 10.1016/j.seta.2020.100673.
25. Санеев Б. Г., Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф. Проблемы энергетике восточной зоны российской Арктики и возможные пути решения // *Энергет. политика*. — 2018. — № 4. — С. 80—88.
26. Saneev B. G., Ivanova I. Yu., Tuguzova T. F. Energy problems in the eastern zone of Russian Arctic and possible solutions. *Energet. politika*, 2018, no. 4, pp. 80—88. (In Russian).

Информация об авторах

Шакиров Владислав Альбертович, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, лаборатория энергоснабжения децентрализованных потребителей, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (664033, Россия, Иркутск, ул. Лермонтова, д. 130), e-mail: shakirov@isem.irk.ru.

Иванова Ирина Юрьевна, кандидат экономических наук, заведующая лабораторией энергоснабжения децентрализованных потребителей, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (664033, Россия, Иркутск, ул. Лермонтова, д. 130), e-mail: nord@isem.irk.ru.

Иванов Роман Андреевич, кандидат технических наук, научный сотрудник, лаборатория энергоснабжения децентрализованных потребителей, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (664033, Россия, Иркутск, ул. Лермонтова, д. 130), e-mail: crowndriver@gmail.com.

Библиографическое описание данной статьи

Шакиров В. А., Иванова И. Ю., Иванов Р. А. Оценка экономической целесообразности подключения удаленных потребителей восточной Арктики к энергосистеме // Арктика: экология и экономика. — 2022. — Т. 12, № 1. — С. 19—33. — DOI: 10.25283/2223-4594-2022-1-19-33.

ECONOMIC FEASIBILITY ASSESSMENT OF CONNECTING REMOTE EASTERN ARCTIC CONSUMERS TO THE POWER GRID

Shakirov, V. A., Ivanova, I. Yu., Ivanov, R. A.

Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Irkutsk, Russian Federation)

The article was received on September 1, 2021

Abstract

The article deals with the problem of power supply to remote consumers in the Eastern Arctic. The authors present a methodology for assessing the economic feasibility of connecting remote consumers to the power grid in comparison with power supply option from autonomous fossil or nuclear fuel based power plants. The methodology is focused on the analysis of consumers, the connection of which requires the construction of power transmission lines with a voltage of 35—220 kV. The authors give the results of assessing the feasibility of connecting promising enterprises for the development of deposits of the Chukotka Autonomous District: the Klen ore gold deposit, the Pyrkakayskie stockwork tin-tungsten deposit and the Amaam coal deposit. They consider three scenarios related to different periods of the tariff equalization mechanism in the Far Eastern Federal District. Estimates of the levelized electricity cost show that the construction of power transmission lines is economically feasible only with a reduced electricity tariff. If in 2028 the tariff equalization mechanism is canceled and an economically justified tariff begins to operate, then it is advisable to build autonomous power plants. The research results are summarized for the possibility of analyzing the feasibility of connecting remote consumers of the different Eastern Arctic regions to the power grid via power lines with a voltage of 35—110 kV under various technical options and economic conditions. The levels of electricity tariffs, fuel prices, and specific capital investments in the construction of small-scale nuclear power plants, at which the construction of 35—110 kV power transmission lines to connect consumers to the power grid is effective, are determined.

Keywords. Eastern Arctic, the development of mineral resources, off-grid power supply, power transmission lines, autonomous power plant, boundaries of economic feasibility.

The study was carried out according to the project of the state assignment “Comprehensive study of the spatial development priorities of the energy sector in the Asian regions of Russia, taking into account the trends in the technological development of the country’s fuel and energy complex and energy cooperation with the Northeast Asian countries” (No. FWEU-2021-0004, reg. No. AAAA-A21-121012090010-7) of the Fundamental Research Program of the Russian Federation for 2021-2030 using the resources of the High-Temperature Circuit Multi-Access Research Center (project No. 13.TsKP.21.0038).

Information about the authors

Shakirov, Vladislav Albertovich, PhD of Engineering Science, Senior Researcher, Laboratory of Energy Supply to Off-grid Consumers, Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the RAS (130, Lermontov str., Irkutsk, Russia, 664033), e-mail: shakirov@isem.irk.ru.

Ivanova, Irina Yurievna, PhD of Economy, Senior Researcher, Head of the Laboratory of Energy Supply to Off-grid Consumers, Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the RAS (130, Lermontov str., Irkutsk, Russia, 664033), e-mail: nord@isem.irk.ru.

Ivanov, Roman Andreevich, PhD of Engineering Science, Researcher, Laboratory of Energy Supply to Off-grid Consumers, Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the RAS (130, Lermontov str., Irkutsk, Russia, 664033), e-mail: crowndriver@gmail.com.

Bibliographic description of the article

Shakirov, V. A., Ivanova, I. Yu., Ivanov, R. A. Economic feasibility assessment of connecting remote eastern Arctic consumers to the power grid. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. [Arctic: Ecology and Economy], 2022, vol. 12, no. 1, pp. 19—33. DOI: 10.25283/2223-4594-2022-1-19-33. (In Russian).

© Shakirov V. A., Ivanova I. Yu., Ivanov R. A., 2022