



ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ВЕТРО-СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ДИЗЕЛЬНЫМИ ГЕНЕРАТОРАМИ

А.Ю. Лаврик^{*1}, Ю.Л. Жуковский¹, А.Ю. Лаврик², А.Д. Булдыско^{*1}

¹Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

²Университет ИТМО, г. Санкт-Петербург, Россия

ORCID^{*}: <https://orcid.org/0000-0001-8481-8034>, lavrik.alexander@gmail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0312-0019>, spmi_energo@mail.ru

Резюме: в статье приведены результаты одноцелевой оптимизации состава гибридного комплекса, включающего ветро-солнечную и дизельную электростанцию, по критерию минимальной себестоимости выработанной электроэнергии для небольшого населённого пункта в заданных географических условиях. Дана оценка влиянию учёта дополнительного критерия ограничения капитальных затрат на результат решения задачи оптимизации. Показано, что соотношение долей солнечной и ветровой электростанции непостоянно при изменении располагаемых капитальных затрат и меняется вплоть до исключения одного из возобновляемых источников энергии из состава комплекса.

Ключевые слова: гибридная электростанция, ветро-солнечная станция, состав, возобновляемые источники энергии, оптимизация.

Благодарности: Работа выполнена в рамках исследований по Государственному заданию 13.3746.2017/ПЧ «Разработка научно обоснованных методов и средств синтеза структуры и реализации централизованных, автономных и комбинированных систем электроснабжения повышенной надежности с использованием альтернативных и возобновляемых источников для бесперебойного энергообеспечения предприятий с непрерывным технологическим циклом на основе логико-вероятностных оценок».

Для цитирования: Лаврик АЮ., Жуковский ЮЛ., Лаврик АЮ., Булдыско АД. Особенности выбора оптимального состава ветро-солнечной электростанции с дизельными генераторами // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 1. С. 10-17. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-1-10-17.

FEATURES OF THE OPTIMAL COMPOSITION OF A WIND-SOLAR POWER PLANT WITH DIESEL GENERATORS

AY Lavrik^{*1}, YL Zhukovsky¹, AY Lavrik², AD Buldysko¹,

¹Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

²ITMO University, Saint Petersburg, Russia

ORCID^{*}: <https://orcid.org/0000-0001-8481-8034>, lavrik.alexander@gmail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0312-0019>, spmi_energo@mail.ru

Abstract: The article presents the results of a single-purpose optimization of the composition of the hybrid complex consist of the wind-solar and diesel power plants, according to the criterion of the minimum cost of electricity for a small settlement in given geographical conditions. An estimation of the impact of an additional criterion for the total investment cost limitation on a result of solving an optimization problem is given. It is shown that the ratio of the proportions of the solar and wind power plants is not constant when total investment cost changes and it changes to the exclusion of one of the renewable energy sources from the complex.

Keywords: hybrid power plant, wind-solar plant, composition, renewable energy sources, optimization.

Acknowledgments: The work was performed as part of research on the State Task 13.3746.2017 / PC "Development of scientifically based methods and means of synthesizing the structure and

implementation of centralized, autonomous and combined power supply systems of increased reliability using alternative and renewable sources for uninterrupted energy supply to enterprises with an uninterrupted technological cycle based on logic-probability estimates.

For citation: Lavrik AY, Zhukovsky YL, Lavrik AY, Buldysko AD. Features of the optimal composition of a wind-solar power plant with diesel generators. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020; 22(1):10-17. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-1-10-17.

Введение

Согласно данным Росстата, по состоянию на 2017 г. в России эксплуатировалось порядка 36 тысяч малых электростанций мощностью до 25 МВт, а совокупная мощность объектов распределенной генерации оценивалась в 13 ГВт. Около 70% из них расположено в зоне децентрализованного энергоснабжения [1]. Порядка 1 тысячи электростанций имеют мощность более 0,5 МВт, в то время как средняя мощность оставшихся 35 тысяч составляет около 30 кВт. Сейчас на долю возобновляемых источников энергии (ВИЭ) приходится 8% этих объектов.

В последние десятилетия установившийся тренд на децентрализацию и использование ВИЭ отражается в выборе состава генерирующих комплексов многих развитых стран [2]. Данная стратегия закреплена и Министерством энергетики РФ – целевой показатель доли ВИЭ (за исключением гидроэлектростанций с установленной мощностью более 25 МВт) в производстве и потреблении электроэнергии страны к 2024 г. должен составить 4,5%¹. Установленную мощность объектов генерации на основе ВИЭ к этому времени планируется довести до 5,9 ГВт.

Стоит отметить, что всё большее распространение в мире получают гибридные электростанции, включающие в себя два и более возобновляемых источника, как правило – солнечную (СЭС) и ветряную (ВЭС) электростанцию. Несмотря на специфику становления возобновляемой энергетики в России, обусловленную большими запасами углеводородов, такие гибридные комплексы актуальны и для нашей страны. Прежде всего их применение целесообразно рассматривать в районах, где энергоснабжение традиционно осуществляется дизельными электростанциями (ДЭС), работающими на привозном топливе, для электроснабжения населённых пунктов и вахтовых посёлков [3], геологоразведочных и метеорологических станций, аппаратуры трубопроводов [4, 5] и др.

Важным направлением исследований гибридных комплексов на базе двух и более ВИЭ является изучение вопросов выбора их оптимального состава. Данной тематике посвящён ряд работ иностранных авторов [6-9], а также отечественные работы [4-5, 10]. Вместе с тем, сложность задачи оптимизации объясняет большое количество нерассмотренных или нерешённых вопросов, в частности – влияние учёта различных критериев на результат решения задачи.

Методы многокритериального поиска

В настоящее время известно большое количество методов определения оптимального состава гибридных комплексов [11]: классические (итерационные, аналитические, графические, линейные), современные (искусственные и гибридные), компьютерные (генетические алгоритмы). Часть из них предполагает широкое использование усреднённых статистических данных об уровне инсоляции, скорости ветра, суточном графике нагрузки и т.д.

Некоторые методы, например, компьютерные, позволяют увеличить детализацию расчётов. Они предполагают использование ретроспективных данных об инсоляции и скорости ветра через малые промежутки времени (вплоть до каждого часа года), а также набор усреднённых суточных графиков нагрузки [12]. Техничко-экономические параметры рассчитываются для каждого промежутка времени на протяжении всего периода эксплуатации гибридной электростанции [6]. К недостаткам такого подхода можно отнести необходимость наличия большой детализированной базы метеорологических данных за предшествующие годы, а к преимуществам – возможность моделирования работы комплекса на любом этапе эксплуатации, что позволяет оптимизировать режимы его работы. Отказ от использования большого числа средних значений можно оценивать по-

¹Об утверждении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года (с изменениями на 15 мая 2018 года): Распоряжение Правительства РФ от 8 янв. 2009 г. N 1-р // Собрание законодательства РФ. 2009. №4. С. 515.

разному: с одной стороны, появляется отклонение от статистически выверенного типового описания метеоусловий, с другой – могут быть учтены изменения климата и в целом снижена вероятность использования устаревшей и неактуальной статистической информации.

Большая часть классических методов используют одноцелевую оптимизацию, в то время как более современные методы позволяют определить оптимальный состав комплекса на основе нескольких критериев. Как правило, главным критерием выбирается себестоимость электроэнергии, однако оптимизация может вестись и с учётом других критериев – стоимости жизненного цикла, суммы капитальных затрат, эмиссии CO₂, вероятности потери источника питания, количеству бросовой энергии (энергии дампа) и т.д.

Например, в работе [6] для определения оптимальной структуры автономного гибридного комплекса ветро-солнечной электростанции с резервированием ДЭС и аккумуляторами использовался генетический алгоритм, а оптимизация велась по критериям себестоимости электроэнергии, надёжности и экологичности. На основе математического описания, представленного в работе [6], был определён оптимальный состав гибридного комплекса для выбранной местности – посёлка Нижнеянк республики Саха (Якутия).

В качестве исходных данных были взяты 12 типовых графиков электрической нагрузки, а также почасовые значения инсоляции и скорости ветра за последний год. С целью упрощения расчётов значения массива метеоданных были распространены на весь расчётный срок эксплуатации станции, взятый по паспортному сроку службы СЭС – 25 лет. Программа расчёта была реализована в программе *MO Excel* и его приложении *VBA*. Поиск решения вначале осуществлялся по единственному критерию наименьшей себестоимости электроэнергии, что позволило использовать метод подбора вместо сложнее реализуемого генетического алгоритма.

Первым шагом было оптимизировано количество ветрогенераторов выбранного типа (*Condor Air WES 380/50-50*, установленная мощность 50 кВт), следующим шагом – количество фотоэлектрических преобразователей (монокристаллические панели Квант КСМ 200, номинальная мощность 200 Вт), после чего установленную мощность ВЭС снова было необходимо корректировать; данные итерации повторялись до нахождения решения задачи.

После получения решения анализировалось влияние на него учёта дополнительного ограничивающего критерия – капитальных затрат.

Математическое моделирование

Вырабатываемая фотоэлектрическим преобразователем (ФЭП) мощность определялась выражением (1).

$$P_{\text{ФЭП}} = S_{\text{ФЭП}} \times H \cdot \eta_{\text{ФЭП}} \quad (1)$$

где $S_{\text{ФЭП}}$ – полезная площадь ФЭП, м²; H – суммарная солнечная радиация на наклонную поверхность, кВт/м²; $\eta_{\text{ФЭП}}$ – КПД ФЭП.

Вырабатываемая ветроэнергетической установкой (ВЭУ) мощность определялась выражением (2).

$$P_{\text{ВЭУ}} = \begin{cases} 0 & V < V_{\text{вкл}} \\ \eta_{\text{ВЭУ}} \times P_{\text{н ВЭУ}} \left(\frac{V^3 - V_{\text{вкл}}^3}{V_{\text{ном}}^3 - V_{\text{вкл}}^3} \right) & V_{\text{вкл}} < V < V_{\text{ном}} \\ \eta_{\text{ВЭУ}} \times P_{\text{н ВЭУ}} & V_{\text{ном}} < V < V_{\text{откл}} \\ 0 & V > V_{\text{откл}} \end{cases} \quad (2)$$

где V – скорость ветра на высоте гондолы ВЭУ, м/с; $V_{\text{вкл}}$ – скорость ветра, при которой происходит включение ВЭУ, м/с; $V_{\text{откл}}$ – скорость ветра, при которой происходит отключение ВЭУ, м/с; $V_{\text{ном}}$ – номинальная скорость ветра, м/с; $\eta_{\text{ВЭУ}}$ – КПД ВЭУ.

Для учёта затрат на преобразовательную технику были выбраны гибридные инверторы с мощностью одного устройства 60 кВт.

Потребление топлива ДЭС определялось по формуле (3) [13].

$$F = (0,246 \times E_{\text{д}}) + (0,08415 \times P_{\text{н,ДГУ}}), \quad (3)$$

где $P_{\text{н,ДГУ}}$ – номинальная мощность дизель-генераторной установки (ДГУ), кВт; 0,246 и 0,08415 – эмпирические коэффициенты, л./кВт [13]; $E_{\text{д}}$ – дефицит электроэнергии, определяемый как разность вырабатываемой мощности ВИЭ и мощности нагрузки, потребляемой в рассматриваемый час.

Принятая продолжительность жизненного цикла СЭС и инверторного оборудования принята равной 25 годам [7], ВЭУ – 15 годам [6], ДГУ – 25280 ч [6]. При этом капитальные

затраты приняты следующими: ФЭП – 19,5 тыс. руб./ед., ВЭУ – 2500 тыс. руб./ед., инвертор – 1,38 тыс. руб./ед., ДГУ – 21 руб./кВт установленной мощности [7]. Стоимость арктического дизельного топлива принята равной 45 тыс. руб./т, а с учётом транспортного коэффициента, методика определения которого дана в работе [14] – 63 тыс. руб./т.

Таким образом, в экономическом расчёте учитывались капитальные затраты, в том числе на замену оборудования с истекшим сроком эксплуатации, а также эксплуатационные затраты, учитывающие закупку и доставку дизельного топлива. Дисконтирование денежных средств в течение срока эксплуатации комплекса не учитывалось.

В ходе исследований была поставлена задача одноцелевой оптимизации, при которой главным критерием выбрана себестоимость электроэнергии (*COE – Cost of Electricity*), рассчитываемая по формуле

$$COE = \frac{LCC}{E_{\text{сумм}} - D}, \quad (4)$$

где *LCC* – стоимость жизненного цикла (*LCC – Life Cycle Cost*), руб.; *E_{сумм.}* – количество выработанной электроэнергии за весь жизненный цикл комплекса, кВт·ч; *D* – бросовая электроэнергия (энергия дампа), кВт·ч.

Результаты

В ходе исследования были рассмотрены различные варианты построения комплекса:

- ДЭС без использования ВИЭ;
- Ветро-дизельная электростанция;
- Солнечно-дизельная электростанция;
- Ветро-солнечная электростанция с резервированием ДЭС.

Для данных вариантов определен оптимальный состав генерирующего комплекса. Установленные мощности оборудования приведены в табл. 1.

Таблица 1

Оптимальная установленная мощность оборудования электростанций при различных вариантах построения комплекса, кВт

Часть генерирующего комплекса		Варианты построения генерирующего комплекса			
		ДЭС	ДЭС+СЭС	ДЭС+ВЭС	ДЭС+СЭС+ВЭС
ДЭС	ДГУ 1	240	260	260	260
	ДГУ 2	140	125	125	125
	ДГУ 3	70	65	65	65
СЭС		-	920	-	288
ВЭС		-	-	2050	1850

Были определены различные технико-экономические параметры указанных вариантов².

На рис. 1 приведены капитальные затраты *C* и стоимость жизненного цикла *LCC* рассмотренных вариантов.

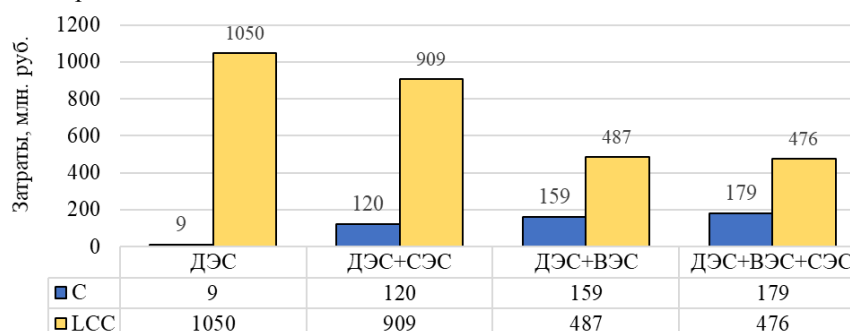


Рис. 1. Капитальные затраты и стоимость жизненного цикла

² В исследовании не учитывались мощности аккумуляторных батарей.

Минимальный показатель LCC достигается при значительных капиталовложениях. Вместе с тем стоит отметить, что для каждой топологии определены оптимальные варианты, т.е. дальнейшее наращивание мощности и, следовательно, капитальных затрат повлечёт увеличение LCC .

На рис. 2 приведено потребление ДТ.

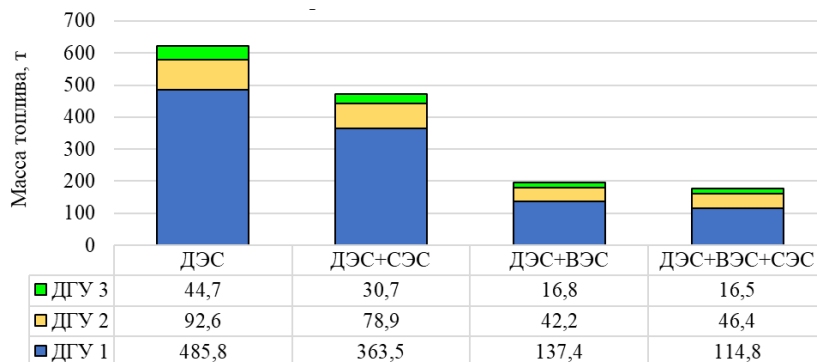


Рис. 2. Потребление дизельного топлива различных вариантов

Из рис. 2 видно, что варианту №4 соответствует наименьший расход требуемого ДТ. В табл. 2 приведена себестоимость электроэнергии.

Таблица 2

	Себестоимость электроэнергии			
	Варианты построения генерирующего комплекса			
	ДЭС	ДЭС+СЭС	ДЭС+ВЭС	ДЭС+СЭС+ВЭС
Себестоимость электроэнергии, руб.	16,58	14,36	7,70	7,51

Наименьшая себестоимость электроэнергии составляет 7,51 руб./кВт·ч и относится к варианту №4. Так как основным критерием оптимизации была определена себестоимость электроэнергии, вариант №4 (ДЭС+СЭС+ВЭС) можно считать оптимальным при заданных условиях.

Обсуждение

На рис. 3 показана зависимость стоимости жизненного цикла от капитальных затрат для вариантов №2 и №3 – при наличии в составе комплекса только ВЭС или только СЭС.

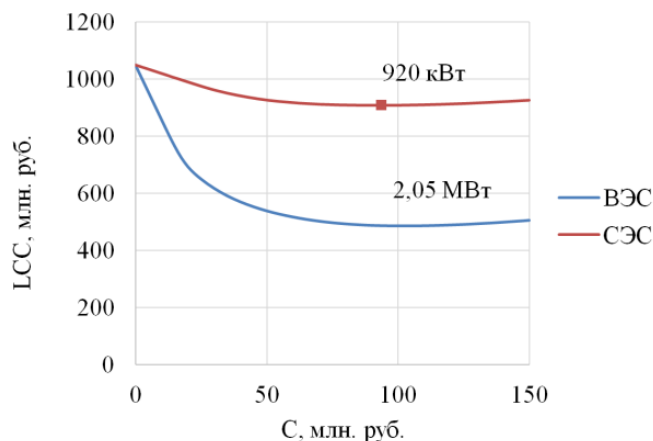


Рис. 3. Зависимость стоимость жизненного цикла от капитальных затрат

Стоимость жизненного цикла в рассматриваемом случае является функцией от величины капитальных затрат:

$$LCC = f(C). \quad (5)$$

Тогда производная данной функции покажет скорость изменения LCC с увеличением капитальных затрат C (рис. 4).

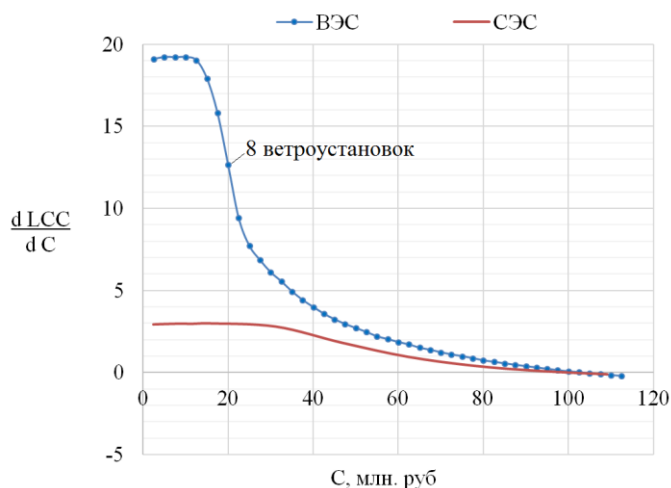


Рис. 4. Скорость изменения стоимости жизненного цикла в зависимости от величины капитальных затрат на СЭС (вариант №2) или на ВЭС (вариант №3)

Анализ кривой ВЭС на рис. 4 позволяет сделать вывод о том, что включение в состав гибридной электростанции первых 5 ВЭУ с большой эффективностью снижает стоимость жизненного цикла (точки на кривой ВЭС соответствуют количеству ВЭУ). С каждой следующей ВЭУ уменьшение LCC будет оказываться всё меньше, пока величина LCC не начнёт расти – кривая производной пересечёт ось абсцисс и уйдёт в область отрицательных значений.

Аналогичным образом ведёт себя кривая СЭС на рис. 4. Однако существенно то, что включение в состав гибридного комплекса ФЭП изначально даёт меньший эффект в сравнении с ветрогенераторами. Из этого следует важный вывод: в результате оптимизации состава гибридного комплекса ВСЭС с учётом критерия капитальных затрат соотношение между долями ВЭС и СЭС будет иным, нежели при оптимизации без учёта капитальных затрат.

Например, при ограничении капиталовложений в ВИЭ в составе комплекса на уровне 20 млн. руб. (без учёта сетевых инверторов), оптимальной конфигурацией гибридного комплекса будет являться ДЭС и ВЭС из 8 ВЭУ (рис. 4). В то же время как включение в состав ФЭП даст меньший эффект, чем наращивание мощности ВЭС, и является нецелесообразным. Однако при увеличении лимита капитальных затрат на внедрение ВИЭ и достижения им определённого уровня, отслеживаемого на рис. 4, в состав комплекса становится целесообразным включение ФЭП.

Выводы

Определение оптимального состава гибридного комплекса ВСЭС в соответствии с выбранными критериями является необходимым условием эффективности его работы. Одним из самых распространённых критериев оптимизации является себестоимость вырабатываемой комплексом электроэнергии, т.к. этот параметр учитывает как капитальные, так и эксплуатационные затраты (т.е. и стоимость жизненного цикла). Вместе с тем, в реальной практике требуется учёт дополнительных критериев: устанавливается верхний предел капитальных затрат, либо других экономических критериев (например, нижний предел окупаемости инвестиций).

В ходе анализа результатов однокритериальной оптимизации состава гибридного комплекса для посёлка Нижнеянк республики Саха (Якутия) было проанализировано влияние критерия ограничения капитальных затрат на результат решения задачи. Показано, что соотношение между долями ВЭС и СЭС, рассчитанное методом однокритериальной оптимизации и равное 6,4/1, не постоянно и меняется в зависимости от уровня располагаемых инвестиций.

Важно отметить, что комбинирование различных источников ВИЭ в ряде случаев демонстрирует улучшенные технико-экономические показатели [15], однако целесообразности такого технического решения должна быть дана комплексная оценка.

Литература

1. Маркова ВМ. Возможности повышения эффективности и оптимизации структуры энергетики: роли «большой» и «малой» генерации // Мир экономики и управления. 2017. №3 (17). С. 62-84.

2. Яковлева ЭВ., Сизякова, Ю.Л. Жуковский и др Анализ перспектив регионального развития интеллектуальных энергетических систем // Российский экономический интернет-журнал. 2018. №2. С. 107-120.
3. Попель ОС. Перспективные технологии малой и возобновляемой энергетики для освоения и развития арктической зоны Российской Федерации // Государственный аудит. Право. Экономика. 2017. №1. С. 44-52.
4. Суслев КВ., И.Н. Шушпанов, Д.В. Воронцов. Использование возобновляемых источников энергии для питания собственных нужд нефтепровода // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2018. Т. 20. №1-2. С. 70-79.
5. Туровин ОА., Огнев ЕН., Кочнев АЕ. Применимость ветро-солнечной энергетики в качестве альтернативного источника электроснабжения нефтяных объектов компании // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2017. №2. С. 69-74.
6. Ogunjuigbe, ASO., Ayodele TR., Akinola OA. (). Optimal allocation and sizing of PV/Wind/Split-diesel/Battery hybrid energy system for minimizing life cycle cost, carbon emission and dump energy of remote residential building. Applied Energy. 2016. V.171. pp. 153-171.
7. Bernal-Agustin JL., Dufo-Lopez R., Rivas-Ascaso, D.M. (2006). Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. Renewable Energy. 31 (14), 2227-2244.
8. Abdel-Karim D., Ismail M., Kukhun W., et al. (). Simulation of a hybrid power system consisting of wind turbine, PV, storage battery and diesel generator: design, optimization and economical evaluation. International Journal of Energy Engineering. 2011.V.1. pp. 56-61.
9. Palival P., Patidar N., Nema RK. (). Determination of reliability constrained optimal resource mix for an autonomous hybrid power system using Particle Swarm Optimization. Renewable Energy. 2014. V.63. pp. 194-204.
10. Марченко ОВ., Соломин СВ. Анализ совместного использования энергии солнца и ветра в системах автономного электроснабжения // Промышленная энергетика. 2016. №9. С. 39-43.
11. Al-falahi Monaaf DA., Jayasinghe SDG., Enshaei, H. (). A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system. Energy Conversion and Management. 2017. V.143. pp. 252-274.
12. Соснина ЕН., Солнцев ЕБ., Липужин ИА. Анализ характеристик возобновляемых источников энергии и факторов влияющих на себестоимость выработки электроэнергии / Е.Н. Соснина, Е.Б. Солнцев, И.А. Липужин // Возобновляемая энергетика 21век: энергетическая и экономическая эффективность: материалы 4 Международного конгресса REENCON-XXI. М.: Объединенный институт высоких температур Российской академии наук, 2018. С. 114-120.
13. Ayodele TR, Ogunjuigbe ASO. (2015). Increasing household solar energy penetration through load partitioning based on quality of life: the case study of Nigeria. Sustainable Cities and Society 2015. V.18. pp. 21-31.
14. Дубровин ЕР., Дубровин ИР. Как снизить затраты на углеводородное топливо в Арктике // Энергетика и промышленность России. 2018. №01-02. С. 32-33.
15. Чижма СН., Молчанов СВ., Захаров АИ. Критерии выбора типа ветроустановок для мобильных ветро-солнечных электростанций // Вестник Балтийского федерального университета им. И.Канта. 2018. №1. С. 53-62.

Авторы публикации

Лаврик Александр Юрьевич – аспирант, Санкт-Петербургский горный университет.

Жуковский Юрий Леонидович – канд. техн. наук, доцент кафедры Электроэнергетики и электромеханики, Санкт-Петербургский горный университет.

Лаврик Анна Юрьевна – студент кафедры, Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет ИТМО.

Булдыско Александра Дмитриевна – аспирант, Санкт-Петербургский горный университет.

References

1. Markova VM, Churashev VN. Opportunities to improve the efficiency and optimization of the energy structure: the role of "big" and "small" generation. *Mir ekonomiki i upravleniya*. 2017;3 (17)62-84.
2. Yakovleva EV, Sizyakova EV, Zhukovsky YuL, et al. Analysis of prospects for regional development of smart energy systems. *Rossiiskii ekonomicheskii internet-zhurnal*. 2018;2:107-120.
3. Popel OS. Perspective technologies of small and renewable energies for the development of the Arctic zone of the Russian Federation. *Gosudarstvennyi audit. Pravo. Ekonomika*. 2017;1:44-52.

4. Suslov KV, Shushpanov IN, Vorontsov DV. Use of renewable energy sources to power the pipeline's own need. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki*. 2018;20(1-2):70-79.
5. Turovin OA, Ognev EN, Kochnev AE. Applicability of wind-solar energy as a renewable energy source of power supply for the company's oil facilities. *PRONEFT. Professional'no o nefi*. 2017;2:69-74.
6. Ogunjuyigbe ASO, Ayodele TR, Akinol OA. Optimal allocation and sizing of PV/Wind/Split-diesel/Battery hybrid energy system for minimizing life cycle cost, carbon emission and dump energy of remote residential building. *Applied Energy*. 2016;171:153-171.
7. Bernal-Agustin J.L., Dufo-Lopez R., Rivas-Ascaso, D.M. Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. *Renewable Energy*. 2006;31 (14):2227-2244.
8. Abdel-Karim D, Ismail M, Kukhun W, et al. Simulation of a hybrid power system consisting of wind turbine, PV, storage battery and diesel generator: design, optimization and economical evaluation. *International Journal of Energy Engineering*. 2011;1:56-61.
9. Palival P, Patidar N., Nema RK. Determination of reliability constrained optimal resource mix for an autonomous hybrid power system using Particle Swarm Optimization. *Renewable Energy*. 2014; 63, 194-204.
10. Marchenko OV, Solomin SV. Analysis of the combined use of solar and wind energy in autonomous power supply systems. *Promyshlennaya energetika*. 2016;9:39-43.
11. Al-falahi Monaaf DA, Jayasinghe SDG., Enshaei H. A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system. *Energy Conversion and Management*. 2017;143:252-274.
12. Sosnina EN, Solntsev EB, Lipuzhin IA. Analysis of the characteristics of renewable energy sources and factors affecting the cost of electricity generation. *Renewable Energy 21st Century: Energy and Economic Efficiency: materials of the IV International Congress REENCON-XXI*. Moscow.: Ob'edinennyi institut vysokikh temperatur Rossiiskoi akademii nauk. 2018:114-120.
13. Ayodele TR, Ogunjuyigbe ASO. Increasing household solar energy penetration through load partitioning based on quality of life: the case study of Nigeria. *Sustainable Cities and Society*. 2015;18:21-31.
14. Dubrovin ER, Dubrovin IR. How to reduce hydrocarbon fuel costs in the Arctic. *Energy and Industry of Russia*. 2018;01-02:32-33.
15. Chizhma SN, Molchanov SV, Zakharov AI. Criteria for choosing the type of wind turbines for mobile wind-solar power station. *Vestnik Baltiiskogo federal'nogo universiteta im. I.Kanta*. 2018;1:53-62.

Authors of the publication

Alexander Y. Lavrik – Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia. Email: lavrik.alexander@gmail.ru.

Yuri L. Zhukovsky – Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia.

Anna Yu. Lavrik – ITMO University, Saint Petersburg, Russia.

Alexandra D. Buldysko – Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia.

Поступила в редакцию

10 апреля 2019г.