

Оптимизация размеров автономных гибридных микросетей с учетом перераспределения нагрузки

А.Ю. ЛАВРИК ✉, Ю.Л. ЖУКОВСКИЙ, П.С. ЦВЕТКОВ

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

✉ lavrik.alexander@gmail.com

Ссылка для цитирования оригинальной статьи: Lavrik, A.; Zhukovskiy, Y.; Tsvetkov, P. Optimizing the Size of Autonomous Hybrid Microgrids with Regard to Load Shifting. *Energies* 2021, 14, 5059. <https://doi.org/10.3390/en14165059>

Аннотация: В статье предложен метод многоцелевой оптимизации размеров автономной гибридной энергосистемы, состоящей из фотоэлектрической, ветровой, дизельной и аккумуляторной систем накопления энергии и включающей систему переключения нагрузки. Классический итерационный метод Гаусса-Зейделя был применен для оптимизации размера гибридной энергосистемы в удаленном поселке на острове Сахалин. В результате оптимизации по критерию минимума чистой приведенной стоимости было получено несколько оптимальных конфигураций, соответствующих различным комбинациям компонентов. Также было найдено несколько оптимальных конфигураций при ограничении срока окупаемости в 5, 6 и 7 лет. Оптимизация размера гибридной энергосистемы с переключением электрической нагрузки показала, что доля нагрузки, не покрываемая возобновляемыми источниками энергии, уменьшается на 1,25 и 2,1 % в зависимости от параметров модели переключения нагрузки. Чистая приведенная стоимость и срок окупаемости также снизились, другие технико-экономические показатели улучшились, однако выбросы CO₂ увеличились из-за уменьшения объема системы хранения энергии.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии; реакция на спрос; ветряная турбина; фотоэлектрическая система; накопитель; дизель.

Optimizing the Size of Autonomous Hybrid Microgrids with Regard to Load Shifting

Alexander Yu. LAVRIK ✉, Yuri L. ZHUKOVSKIY and Pavel S. TCVETKOV

Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

✉ lavrik.alexander@gmail.com

Abstract: The article proposes a method of multipurpose optimization of the size of an autonomous hybrid energy system consisting of photovoltaic, wind, diesel, and battery energy storage systems, and including a load-shifting system. The classical iterative Gauss–Seidel method was applied to optimize the size of a hybrid energy system in a remote settlement on Sakhalin Island. As a result of the optimization according to the minimum net present value criterion, several optimal configurations corresponding to different component combinations were obtained. Several optimal configurations were also found, subject to a payback period constraint of 5, 6, and 7 years. Optimizing the size of the hybrid power system with electric load shifting showed that the share of the load not covered by renewable energy sources decreases by 1.25 % and 2.1 %, depending on the parameters of the load shifting model. Net present cost and payback period also decreased, other technical and economic indicators improved; however, CO₂ emissions increased due to the reduction in the energy storage system.

Keywords: renewable; demand response; wind turbine; photovoltaic system; storage; diesel.

1. Введение

Важной частью глобального устойчивого развития является создание экологически чистой энергетики [1]. В связи с этим в мире широко развиваются возобновляемые источники энергии (ВИЭ), наиболее распространенными видами которых являются ветроэнергетические системы (ВЭС) и фотоэлектрические системы (ФЭС) [2, 3]. Их общая установленная мощность в мире достигла 1398 ГВт в 2020 году [4].

Значительные запасы нефти, газа и угля и их доступность предопределили российскую модель развития энергетики. Поэтому установленная мощность ВИЭ в России, за исключением гидроэлектростанций, почти полностью состоит из ВЭС и ФЭС, и составит 1,12 % в 2021 году. Аналогичный

* Перевод подготовлен для повышения интереса русскоязычной аудитории к данной статье.

© 2021 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

© Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II (перевод), 2024.

показатель для Германии составляет 60,1 % (все типы ВИЭ) и 54 % (только ВЭС и ФЭС). Однако изменения в структуре энергетического комплекса в последние годы стали более заметными: так, в 2020 году впервые за 5 лет произошло снижение суммарной установленной мощности тепловых электростанций (на 1320 МВт), почти равное росту установленной мощности ВИЭ (на 1207 МВт). Следует отметить, что в целом российский энергетический комплекс является низкоуглеродным, так как более половины установленной мощности энергосистем приходится на гидроэлектростанции и атомные электростанции.

Особую роль ВИЭ играют в изолированных энергосистемах, которые составляют 2/3 территории России с населением около 10 млн человек [5]. ВИЭ позволяют достичь не только экологического, но и экономического эффекта в удаленных населенных пунктах, на горнодобывающих, нефтегазовых предприятиях, геологоразведочных станциях и т.д., где традиционными источниками электроэнергии были дизельные электростанции (ДЭС) [6-9]. Как показывает практика, гибридные энергетические системы (ГЭС) более эффективны, если в них сочетаются несколько типов ВИЭ или накопителей [10, 11]. В настоящее время автономное электроснабжение населенных пунктов России (без учета частной генерации предприятий) обеспечивают пять ветродизельных ГЭС (мощность ВЭС от 450 до 2500 кВт), одна солнечно-дизельная ГЭС (мощность ФЭС 1000 кВт) и малые солнечно-дизельные ГЭС (мощность ФЭС, 120 кВт и менее).

Актуальной задачей проектирования ГЭС является оптимизация состава основного оборудования: количества и мощности ДГУ, ветровых турбин (ВТ), фотоэлектрических панелей (ФЭП), аккумуляторных систем накопления энергии (АКНЭ) и т.д., а также режимов работы ГЭС. Кроме того, актуальной является разработка различных алгоритмов и решений для улучшения технико-экономических и экологических показателей системы [12-14]. Важно отметить необходимость комплексного подхода к решению этих задач, поскольку предполагаемые режимы работы системы напрямую влияют на выбор размера ГЭС.

Известно множество классических [2, 10, 15] и эвристических [11, 16, 17] методов оптимизации размеров ГЭС. Известны мощные компьютерные инструменты, такие как HOMER и iNOGA. Они основаны на эвристических алгоритмах и широко используются в практике проектирования и исследования ГЭС [18-20]. Недостатком некоторых из предложенных методов, в том числе лежащих в основе некоторых программных пакетов, является использование среднемесячных значений солнечной радиации или скорости ветра. Это снижает точность определения солнечного и ветрового потенциала [2]. Однако для оптимизации ГЭС предпочтительнее использовать почасовые измеренные или смоделированные значения электрической нагрузки, солнечной радиации или скорости ветра [11, 21]. Другим недостатком программного обеспечения является неполнота управления моделью, которая выражается в невозможности внесения изменений в программу, что ограничивает разработку новых стратегий управления оборудованием.

В то же время в большинстве исследований, посвященных оптимизации размеров ГЭС, возможность ответной реакции спроса не рассматривается. Насколько известно авторам, только несколько исследований были проведены в отношении оценки влияния перераспределения нагрузки на оптимизацию размеров [20, 22, 23]. В работе [23] рассматривается вопрос о том, как использование ответного спроса влияет на оптимальный размер ГЭС и ее экономические показатели, составляющие чистую приведенную стоимость (ЧПС). Однако в этом исследовании ожидаемые потери нагрузки равны нулю, все источники энергии являются возобновляемыми, а экологические показатели не учитываются. В работе [20] представлены результаты оптимизации автономной ГЭС с использованием и без использования управления электрической нагрузкой. Показано, что оптимальный размер уменьшается, а технико-экономические и экологические показатели ГЭС улучшаются. Однако в статье не представлена методика корректировки графиков электрической нагрузки и рассмотрен условный пример модифицированного графика нагрузки. В недавней работе [22] отмечен новый подход к оптимизации работы ГЭС в части управления электрической нагрузкой. Показано, что использование ответной реакции на спрос может снизить стоимость электроэнергии более чем на 20 %, а инвестиции в АКНЭ – примерно на 10 %. Однако влияние реакции на спрос на оптимальный размер ГЭС до конца не изучено. Для системы с управлением нагрузкой и без него показаны только инвестиционные затраты на компоненты ГЭС и стоимость энергии, а другие экономические и экологические показатели не рассматриваются. В работе [24],

помимо оптимизации размеров ГЭС, рассматриваются вопросы планирования конкретных бытовых нагрузок. В этой работе были найдены оптимальные интервалы включения нескольких электроприборов, после чего был оптимизирован размер ГЭС. В исследовании [25] предложена модель для оптимизации размера малой ГЭС на основе АKNЭ оценки местных ресурсов и управления спросом. Процесс перераспределения нагрузки осуществлялся путем смещения нагрузки водяного насоса на ночные часы. В результате размер ГЭС был уменьшен, а основные экономические, технические и экологические показатели улучшены. Однако была найдена одна комбинация компонентов ГЭС без реагирования на спрос, которая имеет почти такое же значение объективной функции (стоимость энергии), что связано с тем, что потенциал смещения нагрузки в данном случае ограничен. Значительная экономия размеров системы и затрат при использовании стратегии реагирования на спрос была получена в работе [26]. Однако в работе не показано, как увеличение числа смещаемых нагрузок влияет на оптимальные параметры ГЭС. В данной статье представлен метод оптимизации размера ГЭС путем минимизации ЧПС. Было получено несколько оптимальных конфигураций, соответствующих различным комбинациям компонентов: дизельных, ветряных, фотоэлектрических и систем хранения энергии. Затем полная конфигурация была заново оптимизирована с учетом смещения нагрузки. Была описана методика корректировки графика нагрузки. Внимание было уделено изменениям различных показателей ГЭС, включая выбросы CO₂. Также была проведена многоцелевая оптимизация без учета управления нагрузкой, в этом случае дополнительным ограничением стал срок окупаемости (CO). В завершение было проведено моделирование поведения ГЭС в течение одного дня и показана способность выбранных компонентов ГЭС обеспечивать электроснабжение нагрузки.

2. Материалы и методы

Мы предлагаем следующий метод оптимизации размеров автономной АЭС с системой перераспределения нагрузки в соответствии с алгоритмом, представленным на рисунке 1.

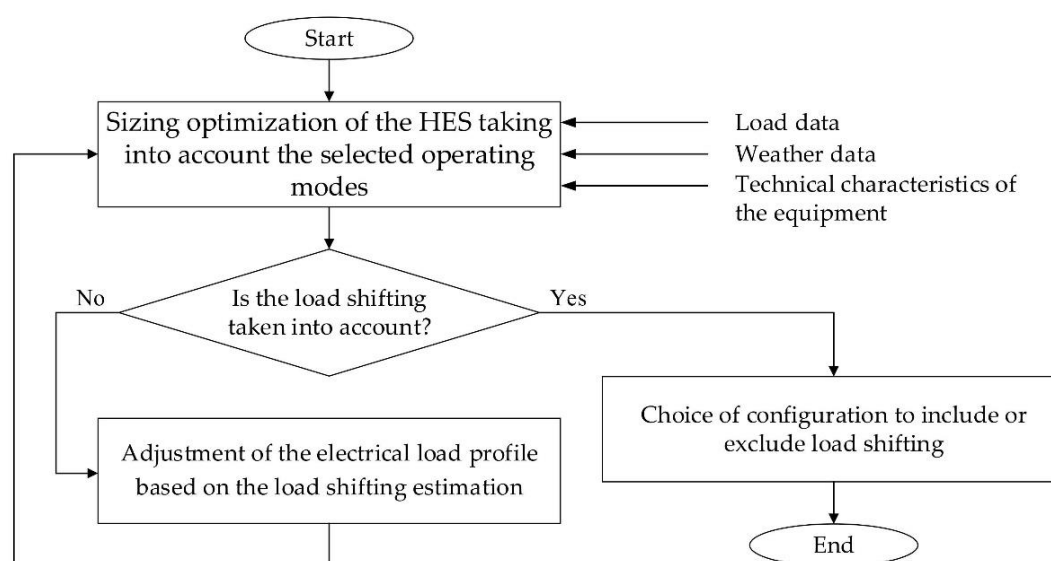


Рис. 1. Алгоритм многоцелевой оптимизации размеров автономных ГЭС с ВИЭ и системой переключения нагрузки

На первом этапе выбор оптимального размера источников и АKNЭ осуществлялся без учета смещения нагрузки. Затем, если состав оптимизировался впервые, целесообразно было скорректировать профиль электрической нагрузки, например, разрешив смещение нагрузки на определенное время. Таким образом, измененный профиль электрической нагрузки зависел от графика выработки ВИЭ. После этого необходимо заново оптимизировать размер ГЭС с учетом измененного профиля электрической нагрузки. Окончательный выбор конфигурации ГЭС и применение системы переключения нагрузки были основаны на полученных результатах двух оптимизационных расчетов и ожидаемых затратах на интеграцию интеллектуальной системы управления нагрузкой.

2.1. Метод оптимизации, критерии и оцениваемые показатели

Для решения задачи оптимизации использовался классический итерационный метод Гаусса-Зейделя (координатного спуска). Его суть заключается в последовательной корректировке каждого оптимизируемого параметра при неизменности всех остальных параметров. Однократная корректировка всех параметров называется итерацией. Чтобы найти минимум объективной функции, необходимо повторять итерации до тех пор, пока каждый оптимизируемый параметр не перестанет меняться.

Было определено несколько оптимальных конфигураций ГЭС в зависимости от типа используемых источников. Включение ДЭС в состав ГЭС обозначалось в названии конфигурации как D; ВЭС-W; ФЭС-PV; АКНЭ-В. Конфигурации ГЭС с АКНЭ были получены путем подбора оптимального количества батарей к оптимизированной ГЭС без АКНЭ.

В качестве основного критерия оптимизации в данной работе был выбран ЧПС (*NPC*). Он определялся по формуле [27].

$$\text{Minimizing } NPC = CAPEX + \sum_{T=1}^{T_{\max}} OPEX \cdot (1+r)^T, \quad (1)$$

где *CAPEX* (КЗ) и *OPEX* (ОР) – капитальные затраты и операционные расходы, соответственно, евро, *T* – год, *T_{max}* – продолжительность жизненного цикла ГЭС, *r* – ставка дисконтирования, %.

CAPEX включает в себя первоначальную стоимость ВЭС, ФЭП, батарей, инверторов и ДГУ, а также затраты на установку оборудования. *OPEX* включает в себя стоимость дизельного топлива, капитальный ремонт ДГУ, стоимость эксплуатации и обслуживания ДГУ, стоимость замены батарей, эксплуатационные расходы на обслуживание ВЭС и ФЭС.

ПО конфигураций определялся в сравнении с базовой конфигурацией (энергетический комплекс включает только ДЭС с оптимизированным набором ДГУ). В отдельной части работы ПО рассматривался как дополнительная цель для некоторых конфигураций ВЭС. Выбор оптимального решения требовал экспертного решения и часто был неочевиден при наличии двух конфликтующих критериев. Поэтому был выбран основной критерий – ЧПС, а ПО задавался в виде ограничения. Таким образом, многоцелевая оптимизация была сведена к одноцелевой.

В дополнение к показателям *CAPEX*, *OPEX* и *NPC* в данном исследовании рассчитывалась выровненная стоимость электроэнергии (*LCOE*) по формуле

$$LCOE = \frac{NPC \cdot (1+r)^T}{\sum_{T=1}^{T_{\max}} E \cdot (1+r)^T} \quad (2)$$

где *E* – выработанная электроэнергия в кВт/ч.

В контексте глобальной политики по декарбонизации с целью сдерживания парникового эффекта необходимо учитывать экологические показатели ГЭС [28]. Выбросы CO₂ были приняты равными 3,15 кг CO₂/л дизельного топлива [29]. Ежегодный налог на выбросы углекислого газа был включен в ОР (*OPEX*) ГЭС и, соответственно, ЧПС (*NPC*).

2.2. Математическое моделирование компонентов ГЭС

Уравнение баланса энергии в рассматриваемой ГЭС может быть выражено как

$$P_{PVS} + P_{WPS} + P_B - P_L = 0, \quad (3)$$

где *P_{PVS}*, *P_{WPS}*, *P_B*, *P_L* – выработка электроэнергии ФЭС, ВЭС, производство/потребление электроэнергии АКНЭ и электрическая нагрузка, соответственно.

2.2.1. Фотоэлектрическая система

Выработка электроэнергии ФЭС [15] осуществляется следующим образом:

$$P_{PVS} = m_{PVP} \cdot A_{PVP} \cdot G_t \cdot \eta_{PVP} \cdot \eta_C \cdot (1 - P_H), \quad (4)$$

где *m_{PVP}* – количество ФЭП, *A_{PVP}* – общая площадь ФЭП, *G_t* – суммарное солнечное облучение, *η_{PVP}* – КПД ФЭС, *η_C* – КПД преобразования и передачи, *P_H* – коэффициент снижения производства ФЭС за счет нагрева.

$$P_H = K_T \cdot (T_{PVP} - 25) \cdot f_1, \quad (5)$$

где K_T – температурный коэффициент снижения максимальной мощности ФЭС, T_{PVP} – температура ФЭС, f_1 – бинарная переменная, $f_1 = 0$ при $T_{PV} \leq 25$ и $f_1 = 1$ при $T_{PV} > 25$.

$$T_{PVP} = T_{amb} + 0.0256 \cdot G_t, \quad (6)$$

где T_{amb} – температура окружающей среды.

Предполагалось, что ФЭС не оборудована системой слежения за солнцем.

2.2.2. Ветроэнергетическая система

Выработка электроэнергии ВТ была сформулирована следующим образом [10]:

$$P_{WPS} = \begin{cases} 0 & V < V_{CI} \\ m_{WT} \cdot \eta_{WT} \cdot P_{ratWT} \left(\frac{V^3 - V_{CI}^3}{V_{rat}^3 - V_{CI}^3} \right) & V_{CI} \leq V < V_{rat}, \\ m_{WT} \cdot \eta_{WT} \cdot P_{ratWT} & V_{rat} \leq V < V_{CO} \\ 0 & V \geq V_{CO} \end{cases} \quad (7)$$

где m_{WT} – количество ВТ, V – скорость ветра на высоте узла, V_{CI} – скорость включения, V_{CO} – скорость отключения; V_{rat} – номинальная скорость, P_{ratWT} – номинальная мощность ВТ, η_{WT} – КПД ВТ, включая преобразование и передачу электроэнергии.

2.2.3. Аккумуляторные накопители энергии

В данной методике проводился поиск оптимального количества батарей выбранного типа. Предполагалось, что батареи разряжаются номинальным током.

Максимальная энергоемкость батареи в Вт·ч может быть выражена из спецификации как:

$$C_{Wh} = V_b \cdot C_{Ah}, \quad (8)$$

где V_b – номинальное напряжение батареи, В, а C_{Ah} – энергоемкость в А·ч.

Номинальная мощность разряда батареи в кВт была сформулирована следующим образом:

$$P_{brat} = V_b \cdot I_{drat}, \quad (9)$$

где I_{drat} – номинальный ток разряда, А. Номинальная мощность заряда может быть выражена аналогичным образом с использованием номинального тока заряда. Например, для литий-ионных аккумуляторов Liotech номинальный ток разряда равен номинальному току заряда.

Максимальная мощность разряда системы АКНЭ была сформулирована следующим образом:

$$P_{bmax} = m_b \cdot P_{brat}, \quad (10)$$

где m_b – количество аккумуляторов. В зависимости от дефицита энергии в системе и состояния заряда АКНЭ, мощность АКНЭ для каждого часа определялась на основе следующих значений:

$$0 \leq P_b \leq P_{bmax}. \quad (11)$$

Запас энергии батареи в начале первого интервала принимался равным 100 %. Запас энергии в начале последующих интервалов был равен запасу энергии в конце предыдущих интервалов, как сформулировано ниже:

$$C_{beg}(t+1) = C_{end}(t). \quad (12)$$

Предполагалось, что батареи работают при номинальных температурах, а саморазряд, составляющий 2-3 % от номинальной емкости в месяц, пренебрежимо мал. Для определения продолжительности жизненного цикла АКНЭ учитывалась информация производителя о максимальном сроке службы, а также количество циклов, которые определялись в соответствии с методом эквивалентных полных циклов (ЭПЦ) [30].

2.2.4. Дизельная система питания

Одним из основных эксплуатационных показателей ДЭС является расход дизельного топлива. В различных исследованиях часто используется следующая формула [10,16,31]:

$$F_{DG}(t) = a_1 \cdot P_{rat.DG} + a_2 \cdot P_{DG}(t), \quad (13)$$

где $F_{DG}(t)$ – расход топлива ДГУ за временной интервал, $P_{rat.DG}$ – номинальная мощность ДГУ, $P_{DG}(t)$ – мощность нагрузки ДГУ, a_1 и a_2 – эмпирические коэффициенты. Так, для ДГУ с номинальной мощностью более 20 кВт было предложено использовать коэффициенты $a_1 = 0,0184$ л/кВт·ч и $a_2 = 0,2088$ л/кВт·ч [31].

Анализ расходных характеристик ДГУ разных производителей показал, что коэффициенты в формуле (13) можно использовать не для всех ДГУ. Зависимость удельного расхода дизельного топлива от коэффициента загрузки ДГУ может либо монотонно уменьшаться с ростом нагрузки, либо иметь минимум при нагрузке около 75 % от номинальной. Поэтому было предложено уточнить эмпирические коэффициенты формулы (13) для модельного ряда ДГУ, рассматриваемых для оптимизации.

В рамках метода выбиралось оптимальное количество и установленная мощность ДГУ. При этом учитывалось, что ДЭС в общем случае состоит из элементов неравной мощности, в отличие от ФЭС или ВЭС. На каждой расчетной итерации рассматривался не конкретный ДГУ (с его потребительскими характеристиками и ценой), а только оптимизируемые параметры: изменялась теоретическая мощность ДГУ. В связи с этим необходимо было использовать функцию зависимости стоимости ДГУ от номинальной мощности, которая может быть выражена квадратичной зависимостью от прайс-листов поставщиков оборудования. Когда база данных ДГУ была создана, расчет можно было проводить итеративно, используя их индивидуальные характеристики

2.3. Алгоритм переключения нагрузки

Влияние использования управления электрической нагрузкой на результат решения задачи оптимизации размера ГЭС может быть исследовано путем переключения нагрузки в соответствии с предложенным алгоритмом.

Предлагаемый алгоритм представлен на рисунке 2. На рисунке 2 имеются следующие обозначения: переменная P – мощность (потребление нагрузки или генерация ВИЭ), t – номер временного интервала, индексы: L , RES , 1 , 2 соответствуют нагрузке – ВИЭ – значению до переключения нагрузки, значению после переключения нагрузки, соответственно.

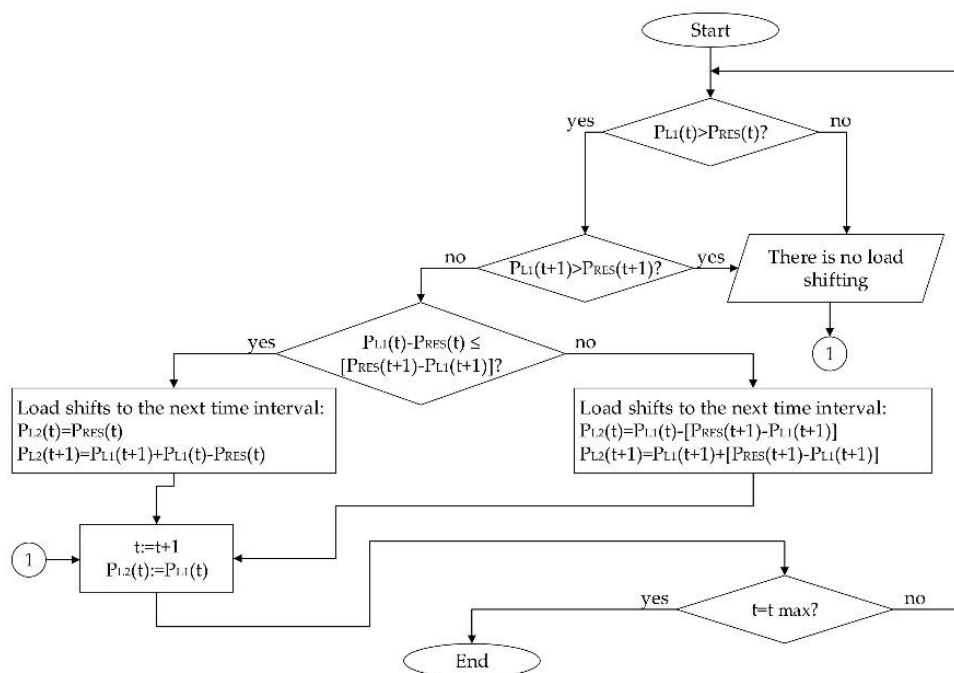


Рис. 2. Алгоритм управления нагрузкой при смещении нагрузки на интервал не более 1 часа

Если мощность ВИЭ была меньше мощности нагрузки в рассматриваемом интервале времени t , то по аналогии сравнивались прогнозируемая мощность ВИЭ и прогнозируемая мощность нагрузки в следующем интервале $t + 1$. Если мощность ВИЭ была меньше мощности нагрузки в следующем временном интервале $t + 1$, то часть мощности текущего интервала переносилась на следующий. В этом случае возможны два варианта: вся требуемая мощность переносилась на следующий интервал, и в интервале t уже не было дефицита мощности, либо переносилась только часть мощности нагрузки, ограниченная запасом мощности ВИЭ следующего интервала $t + 1$.

В дополнение к алгоритму, представленному на рисунке 2, был рассмотрен алгоритм переключения нагрузки на интервалы до 2 ч. В этом случае, если смещение нагрузки на часовой интервал не позволяло устранить дефицит, рассматривалось смещение оставшейся части нагрузки на второй часовой интервал.

Также было исследовано влияние ограничения доли мощности смещаемой нагрузки на эффективность управления нагрузкой.

3. Пример

3.1. Общие сведения об объекте исследования

Поселок Новиково расположен в южной части острова Сахалин. Новиково стал широко известен в стране благодаря открытию в угле такого редкого металла, как германий. Добыча угля с германием и аргиллитом продолжалась с 1966 по 2005 год, было добыто 950 тонн ценного металла. Учитывая важность угля в энергетическом балансе региона, добыча которого на Сахалине продолжается на других месторождениях, и высокий промышленный спрос на германий, в будущем можно было бы возобновить добычу в Новиково [32].

Энергетическая система острова Сахалин функционирует отдельно от Единой энергетической системы России. На территории региона она разделена на автономные энергосистемы: Центральную и Северную, энергосистемы Курильских островов и энергосистемы отдаленных населенных пунктов Сахалина.

В Новиково расположена ДЭС, имеющая в своем составе два ДГУ Caterpillar номинальной мощностью 508 кВт каждый и пять ДГУ номинальной мощностью 800 кВт каждый (в резерве). В 2015 году в энергосистему были включены две ВТ номинальной мощностью 225 кВт каждая.

Мощность электрической нагрузки, усредненная по часовым интервалам, в течение года варьировалась от 176 до 376 кВт, в среднем 288 кВт. Двенадцать суточных профилей нагрузки со средней продолжительностью 1 ч для каждого месяца года использовались в качестве исходных данных, четыре из которых показаны на рисунке 3. Суточные профили нагрузки для каждого месяца были предоставлены энергоснабжающей компанией, поэтому были доступны только графики, усредненные за интервал в 1 час.

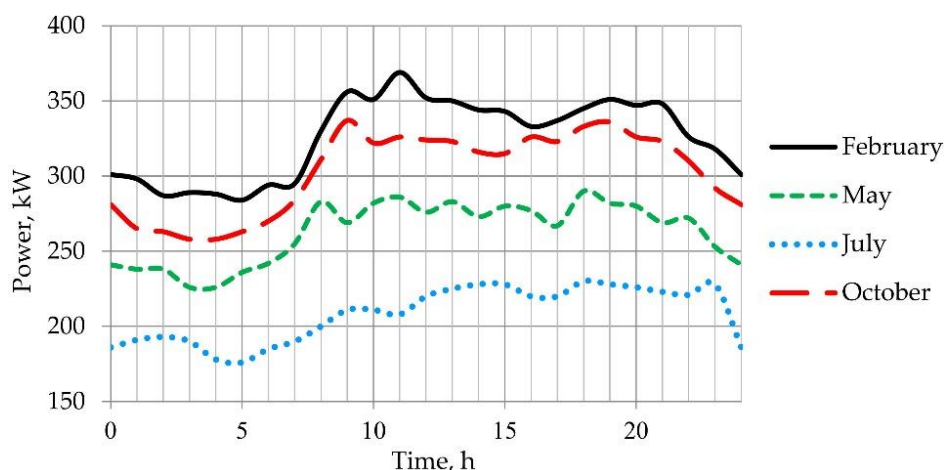


Рис. 3. Суточный профиль нагрузки для Новиково в феврале, мае, июле и октябре

В качестве исходных данных о потенциале ветра и солнечной энергии использовались годовые профили скорости ветра и инсоляции, усредненные за 1 ч в течение одного года [33]. В качестве исходных данных о ветре и инсоляции можно использовать профили за более длительный период, и тогда предлагаемая модель будет учитывать усредненные метеорологические значения за более длительный интервал времени. Если интервал усреднения профиля нагрузки уменьшен, а потребление энергии смещено на более короткие интервалы, например, 30 или 15 минут, то профили ветра и инсоляции также должны усредняться в соответствии с длиной интервала профиля нагрузки. Это повысит точность, но концептуально не изменит подход, изложенный в данной работе.

Продолжительность жизненного цикла ГЭС была принята равной 25 годам. Обычно этот срок выбирается исходя из срока службы энергосистем на базе ВИЭ (20-25 лет).

3.2. Технические характеристики компонентов ГЭС

Перед оптимизацией размеров необходимо было подготовить информацию об основном оборудовании ГЭС: выбрать модельный ряд ДГУ и модели ВТ, ФЭП, аккумуляторов и инверторов.

3.2.1. Технические характеристики ФЭП

Основные характеристики некоторых ФЭП крупнейшего российского производителя, компании «Хевел», приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные характеристики ФЭП

Модель ФЭП	Номинальная мощность, Вт	Цена, евро	Размеры, м	Эффективность, %	K_T , %/С
HVL-330/HJT	330	174	1,671 × 1,002	19,70	0,285
HVL-395/HJT	395	212	1,996 × 1,002	19,75	0,285
HVL-125/O	125	53	1,300 × 1,100	8,74	0,29

Хотя компания «Хевел» уже выпускает модули с КПД 22,7 %, в массовом сегменте еще есть модули с КПД до 19,75 %. Поэтому в качестве ФЭП были выбраны HVL-395/HJT, обладающие самой высокой энергоэффективностью у этого производителя.

3.2.2. Технические характеристики ВТ

Основные характеристики некоторых ВТ Вестас приведены в таблице 2.

Таблица 2

Основные характеристики ВТ

№	Модель ВЭУ	Мощность ном., кВт	Высота башни, м	Скорость, м/с	Цена, тыс. руб.	Стоимость уд., тыс. руб./кВт	Конкретная цена евро /кВт
Вестас V25	200	30	3,5	11,5	25	148,900	750
Вестас V27	225	30	3,5	14	25	166,000	740
Вестас V47	660	65	4	15	50	455,800	690
Вестас V66	1650	до 80	4	15	50	950,500	580

Вестас V27 был выбран для расчета потому, что именно такие ВТ используются в Новиково в настоящее время.

3.2.3. Характеристики аккумуляторов

Основные характеристики некоторых батарей приведены в таблице 3.

Некоторые критические характеристики рассматриваемых батарей приведены на рисунке 4, где по осям радарной диаграммы в относительных единицах отложены удельные капиталовложения, число циклов заряда/разряда и максимальная глубина разряда.

Наиболее приемлемыми по капитальным затратам оказались аккумуляторы российских компаний ССК и «Лиотех», а по сроку службы – аккумуляторы «ФИАММ» (Ni-NaCl) и «Лиотех». Таким образом, в качестве основного элемента ГЭС АKNЭ были выбраны литий-ионные аккумуляторы компании «Лиотех».

Таблица 3

Основные характеристики некоторых аккумуляторов

Параметр	Аккумуляторная батарея				
	1	2	3	4	5
Производитель	Лиотех	FIAMM	FIAMM	НПО ССК	Exide
Модель	LFP270	SONICK 48TL160H	12SMG130	6-GP-180	PC12/180 FT
Тип	Литий-ионный	Никель-солевой	Свинцово-кислотный		
Паспортные данные					
Емкость (при токе разряда C...), А·ч	270 (C5)	160 (C4)	130 (C10)	180 (C10)	165 (C10)
Напряжение, В	3,2	48	12	12	12
Глубина разряда, %	70	80	60	60	60
Число циклов	3000	4500	1600	–	1600 (C10)
Вес, кг	10	105	54	63	58
Температурный диапазон, °C	0..+50 (З) -40..50 (Р)	-25..+60	+10..+30	–	+10..+30
Цена, евро	310	11400	830	360	790
Рассчитанные характеристики					
C1 max, кВт·ч	0,9	7,7	1,6	2,2	2,0
Мощность разряда ном., кВт	0,173	1,920	0,156	0,216	0,198
Уд. стоимость, евро/кВт·ч	345	1480	520	165	395

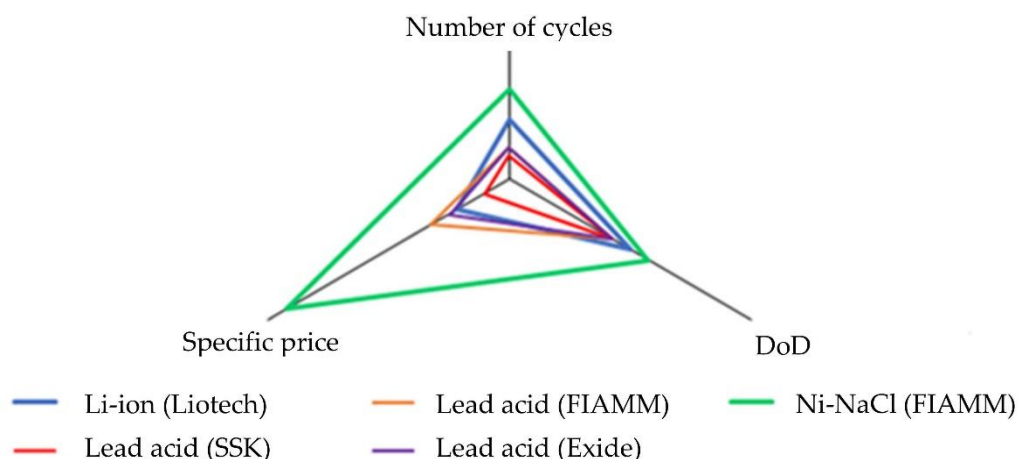


Рис. 4. Некоторые критические характеристики аккумуляторов

3.2.4. Технические характеристики ДГУ

Основные характеристики некоторых ДГУ на базе российского производителя двигателей завода ЯМЗ приведены в таблице 4.

Для определения коэффициентов формулы (13) была написана компьютерная программа в системе математического моделирования GAMS. Программа ищет коэффициенты, минимизирующие разницу между квадратами паспортного расхода и расхода, рассчитанного по аппроксимирующей формуле (13). В результате зависимость расхода дизельного топлива от номинальной мощности и текущей нагрузки ДГУ ЯМЗ, выпускаемых в типоразмере от 60 до 400 кВт, может быть представлена в следующем виде:

$$F_{DGYMZ}(t) = 0,0101 \cdot P_{rat. DGYMZ} + 0,2654 \cdot P_{DGYMZ}(t), \quad (14)$$

где $F_{DGYMZ}(t)$ – расход топлива за 1 ч, $P_{rat. DGYMZ}$ – номинальная мощность ДГУ, $P_{DGYMZ}(t)$ – нагрузка ДГУ в кВт.

Таблица 4

Основные характеристики ДГУ ЯМЗ

№	Р _{ном} кВт	Двигатель	Модель	Цена, тыс. руб.	Расход топлива (л/ч) при нагрузке,		
					50 %	75 %	100 %
1	60	ЯМЗ	АД-60-Т400	984	9,3	11,6	16,3
2	100	ЯМЗ	АД-100-Т400	935	16,8	24,1	31,4
3	200	ЯМЗ	АД-200-Т400	1362	29,3	42,6	56,1
4	240	ЯМЗ	АД-240-Т400	1451	34,8	50,7	66,9
5	320	ЯМЗ	АД-320-Т400	2770	45,9	66,9	88,2
6	400	ЯМЗ	АД-400-Т400	2940	55,6	81,6	108,1

Основные параметры, используемые при расчете ОРЕХ, приведены в таблице 5.

Таблица 5

Основные экономические параметры расчета

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение
Цена ДТ	тыс. руб./т	75
Норма дисконта	%	7
Ресурс ДГУ до капитального ремонта	Ч	25 000
Стоимость капитального ремонта ДГУ	% КЗ ДГУ	10
Удельный расход ГСМ ДГУ	г/кВт·ч	0,5
Цена ГСМ	тыс. руб./кг	0,5
Число циклов аккумуляторов СНЭ	ед.	3 000
ОР ВЭС	тыс. руб./ кВт/год	2,5
ОР ФЭС	тыс. руб./кВт/год	1
ОЗ АКНЭ	% КЗ СНЭ	1
Стоимость монтажа (ВЭС, ФЭС, ДЭС)	% КЗ оборудования	50
Стоимость монтажа (АКНЭ, инверторы)	% КЗ оборудования	25

Система торговли квотами на выбросы успешно функционирует в Европе с 2005 года [34]. Налоги на CO₂ существенно различаются в странах, где принято регулирование цен на CO₂, и в среднем составляют 30 долларов США/т в ЕС [35].

В России налог на углекислый газ до сих пор не введен. Тем не менее, экологический аспект часто учитывается при проектировании новых энергетических объектов в России. Например, корпорация «Росатом», которая является российским лидером в строительстве атомных электростанций и крупных ветропарков, учитывает налог на углерод в размере 6 долларов США за тонну [36]. В данном исследовании налог на выбросы углерода также принимался равным 6 долларам США/т.

4. Результаты

4.1. Оптимизация размеров без перераспределения нагрузки

4.1.1. Выбор базовой конфигурации (только ДЭС)

Конфигурация ГЭС, состоящая из ДЭС, была базовой. Рассматривались ГЭС с одним, двумя или тремя ДГУ. Общая установленная мощность ДЭС принималась равной 450 кВт, что на 20 % превышало максимальную мощность нагрузки, усредненную за 1 ч в течение года. Выбор резерва остался за рамками данного исследования. В таблице 6 приведены основные показатели работы ГЭС, состоящих только из ДЭС.

Расчеты показали, что среди конфигураций с 1-2-3 ДГУ оптимальным является использование трех ДГУ различной мощности. В то же время использование четырех и более ДГУ оказалось нецелесообразным исходя из практики проектирования подобных систем. Таким образом, конфигурация с тремя ДГУ была выбрана в качестве базовой.

Таблица 6

Выбор базовой конфигурации ГЭС

Состав ЭТК			Технико-экономические показатели				
Мощность ДГУ, кВт			КЗ	ОР (1-ый год)	ЧПС	В	CO ₂
ДГУ1	ДГУ2	ДГУ3	млн. руб.	млн. руб.	млн. руб.	руб./кВт·ч	т/год
450	–	–	6,2	45,5	2899,7	18,16	1610
310	140	–	5,0	44,9	2864,1	17,94	1591
250	140	60	4,5	44,7	2849,9	17,85	1583

4.1.2. Оптимизация по критерию ЧПС

Оптимальные параметры семи рассматриваемых конфигураций ВЭС приведены в таблице 7.

Таблица 7

Оптимальные параметры рассматриваемых конфигураций ВЭС

Конфиг.	ДЭС			ВЭС		ФЭП		АКНЭ	
	Уст. мощность, кВт			Кол-во ВЭУ	P _{ном} , кВт	Кол-во ФЭП	P _{ном} , кВт	Кол-во АБ	Емкость, кВт·ч
	ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ 3						
D	240	140	70	–	–	–	–	–	–
W-D	250	140	60	9	2025	–	–	–	–
W-B-D	250	140	60	9	2025	–	–	0	0
W-PV-D	240	140	70	7	1575	2520	995	–	–
PV-D	240	140	70	–	–	4360	1722	–	–
PV-B-D	240	140	70	–	–	4400	1738	4260	3834
W-PV-B-D	240	140	70	7	1575	2520	995	1480	1332

Технико-экономические показатели рассматриваемых конфигураций ВЭС приведены в таблице 8.

Таблица 8

Технико-экономические показатели рассматриваемых конфигураций ВЭС

№	Конфигурация	Технико-экономические показатели					
		КЗ	ОР (1-ый год)	ЧПС	ВСЭЭ	CO ₂	ПО
		тысяч евро	тысяч евро	млн. евро	евро/кВт·ч	т/год	лет
1	D	51,6	512,9	32,70	0,205	1583	–
2	D/W	2966,2	283,4	20,97	0,131	694	9,2
3	D/W+B	2966,2	283,4	20,97	0,131	694	9,2
4	D/W/PV	3449,2	207,7	16,67	0,104	469	8,4
5	D/PV	2008,0	331,6	23,08	0,145	963	8,2
6	D/PV+B	3873,8	280,0	21,66	0,136	565	11,1
7	D/W/PV+B	4106,7	190,5	16,16	0,101	328	9,2

Любое увеличение количества батарей в конфигурации D/W+B только снижало недостаточно высокую интенсивность использования батарей, в то время как ЧПС увеличивалось. В связи с этим оптимальная конфигурация D/W+B вырождалась в конфигурацию D/W, а интеграция АКНЭ становилась экономически нецелесообразной. Анализ показал, что интеграция 100 литий-ионных батарей в ГЭС привела к 146 эквивалентным полным циклам разряда батареи в год. Фактическое количество циклов разряда составило 177.

Иная картина наблюдалась в случае конфигурации D/PV+B. Минимальный ЧПС в этой конфигурации был достигнут при большом количестве ФЭП. Интеграция небольшого количества батарей в ГЭС также привела к увеличению ЧПС, но это не было связано с низким уровнем использования батарей, как в случае конфигурации D/W+B. Таким образом, интеграция 100 батарей в ГЭС привела к увеличению числа эквивалентных полных циклов, которое составило 313. Фактическое количество циклов разряда составило 329, т.е. практически любое начало разряда АКНЭ

предшествовало его максимальному разряду. Согласно расчетам, из-за большого количества циклов в течение жизненного цикла потребуется не одна, а две замены АКНЭ. В случае итерационного увеличения количества батарей, когда суммарная емкость АКНЭ достигла 3,834 МВт-ч, интенсивность использования батарей снизилась настолько, что их можно было заменить один раз в середине жизненного цикла ГЭС (через 12-13 лет после установки). Это привело к значительному снижению ЧПС в течение жизненного цикла ГЭС и показало оптимальную конфигурацию в соответствии с критерием ЧПС D/PV+B. Дальнейшее увеличение количества батарей экономически нецелесообразно. Отметим, что введение дополнительного ограничения (например, КЗ) и интеграция меньшего количества ФЭП, интеграция даже небольшого количества батарей в ГЭС до определенного момента может снизить ЧПС, в том числе в конфигурации D/PV+B.

На рисунке 5 показано соотношение основных технико-экономических показателей ГЭС рассматриваемых конфигураций. На рисунке 5 все показатели выражены в относительных единицах и нормированы относительно наибольшего значения показателя среди всех конфигураций, представленных на диаграмме.

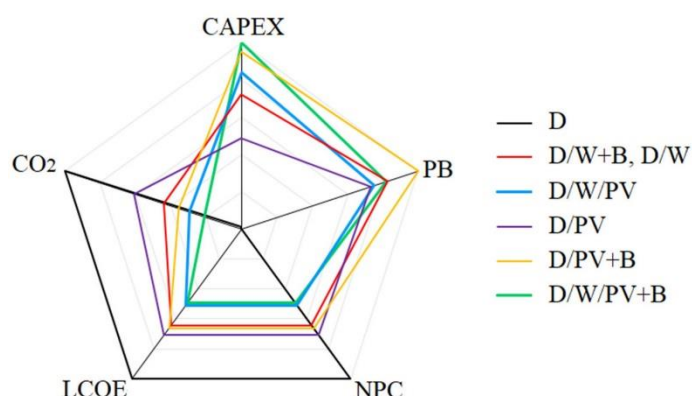


Рис. 5. Основные показатели эффективности различных конфигураций в относительных единицах: ОЗ (CAPEX), ПО (PB), ЧПС (NPC), ВСЭЭ (LCOE) и годовые выбросы углекислого газа (CO₂)

В соответствии с рисунком 5, конфигурация D/PV+B была наименее приемлемым вариантом среди всех конфигураций с ВИЭ в составе ГЭС. Конфигурация D/W/PV+B, несмотря на самые высокие капитальные затраты, имеет самый высокий коэффициент замещения топлива, что положительно сказывается на экологических показателях и делает эту конфигурацию выгодной с точки зрения чувствительности к платежам за выбросы CO₂ или повышению цен на дизельное топливо. Конфигурация D/PV также заслуживает внимания из-за самых низких ОЗ и относительно короткого ПО, но в то же время здесь наблюдался довольно большой объем выбросов и, как следствие, уязвимость в случае введения тарифов на производство CO₂ выше, чем предполагалось в расчетах.

4.1.3. Оптимизация по критерию ЧПС с ограниченным ПО

Очевидно, что выбор одного критерия оптимизации на практике недостаточен. Например, выбор только ЧПС для получения оптимальной конфигурации D/PV/B (не D/PV+B) требует одновременного увеличения мощности АКНЭ и размера ФЭС, при этом ЧПС уменьшается, а ПО и ОЗ увеличиваются. Если бы в качестве критерия было выбрано только ПБ, то целесообразно было бы выбрать минимальное количество ФЭП, ВТ или батарей.

Относительно низкие темпы строительства ГЭС с ВИЭ в России объясняются, в том числе, длинными ПО, которые не являются привлекательными для частных компаний. Чтобы привлечь инвестиции для развития ВИЭ в децентрализованных системах, правительство разработало механизм энергосервисных контрактов. Этот механизм предполагает, что энергоснабжающая компания заключает энергосервисный контракт с инвестором, который сначала финансирует интеграцию ВИЭ, в течение следующих 10 лет возвращает потраченные средства, а затем получает прибыль, в то время как энергоснабжающая компания эксплуатирует ГЭС по затратам, соответствующим затратам до интеграции ВИЭ. По истечении 10 лет интегрированное оборудование переходит в собственность энергосбытовой компании, которая начинает получать экономические выгоды.

Таким образом, целесообразно проводить оптимизацию по выбранному критерию с ограничениями на ПО. В рамках данного исследования была проведена оптимизация по критерию NPC с ограничением ПО для конфигурации D/W/PV+V.

Численные эксперименты показали, что ПБ для инвестиций в ВИЭ для данного объекта составляет не менее 4 лет и имеет место при использовании небольшого количества ФЭП и отсутствии ВЭС. Однако ВЭС, состоящая из двух ВТ, уже функционировала в составе ГЭС. Изменение ЧПС и ПО для ГЭС, включающей две ВТ и ФЭП при увеличении количества ФЭП показано на рисунке 6.

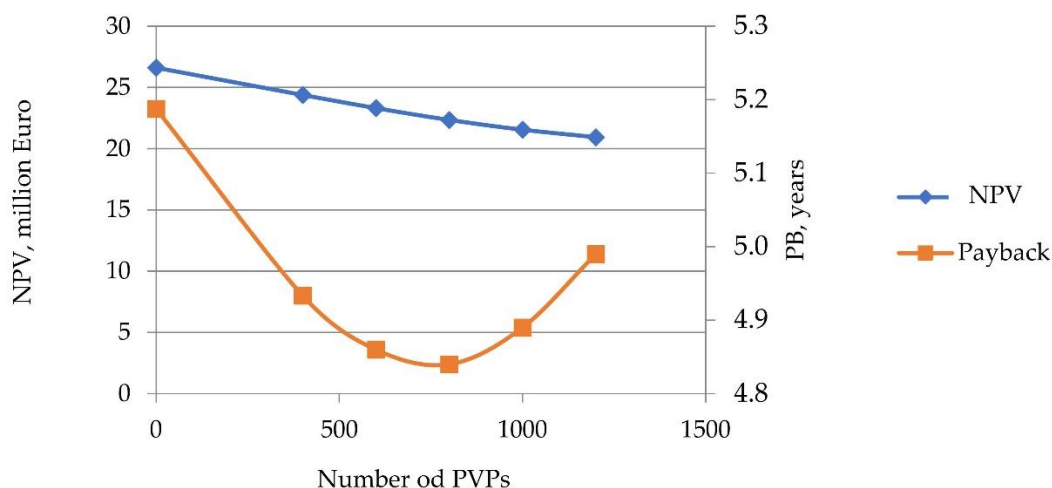


Рис. 6. Изменение ЧПС и ПО для ГЭС, состоящей из 2 ВТ и ФЭП, в зависимости от количества ФЭП

Таким образом, с увеличением мощности ФЭС ПБ сначала уменьшался, после чего начал расти, а ЧПС монотонно уменьшался. Поскольку основным критерием также оставался ЧПС, мы задали определенные значения для ПО, например, 5, 6 и 7 лет. Оптимальные параметры конфигурации ГЭС с дополнительными ограничениями по ПО приведены в табл. 9.

Таблица 9

Оптимальные параметры конфигурации ГЭС с дополнительным ограничением ПО

Конфиг.	ПО лет	ДЭС			ВЭС		ФЭП		АКНЭ	
		Уст. мощность, кВт			Кол-во ВЭУ	P _{ном} , кВт	Кол-во ФЭП	P _{ном} , кВт	Кол-во АБ	Емкость, кВт·ч
		ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ 3						
D/W/PV(5)	5	240	140	70	2	450	1250	494	0	–
D/W/PV/B(6)	6				2	450	1910	754	460	414
D/W/PV(6)	6				3	675	1950	770	0	0
D/W/PV/B(7)	7				4	900	1800	711	800	720
D/W/PV(7)	7				5	1125	2000	1722	0	–

В таблице 10 представлены основные показатели эффективности ГЭС с ограниченным ПО.

Таблица 10

Экономические показатели конфигурации ГЭС с дополнительным ограничением ПО

Конфигурация	КЗ	ОР (1-ый год)	ЧПС	ВСЭЭ	CO ₂	ПО
	тысяч евро	тысяч евро	млн. евро	евро/кВт·ч	т/год	лет
D/W/PV(5)	1259,9	307,5	20,81	0,130	890	5
D/W/PV/B(6)	1760,2	280,0	19,54	0,122	770	6
D/W/PV(6)	1897,9	260,5	18,44	0,116	716	6
D/W/PV/B(7)	2509,5	235,2	17,47	0,109	576	7
D/W/PV(7)	2568,0	228,3	17,10	0,107	578	7

Соотношения основных технико-экономических показателей ГЭС конфигураций D/W/PV+B, D/W/PV и D/PV, а также конфигураций с ограниченными ПО представлены на рисунке 7, все показатели по которым были выражены в относительных единицах и нормированы.

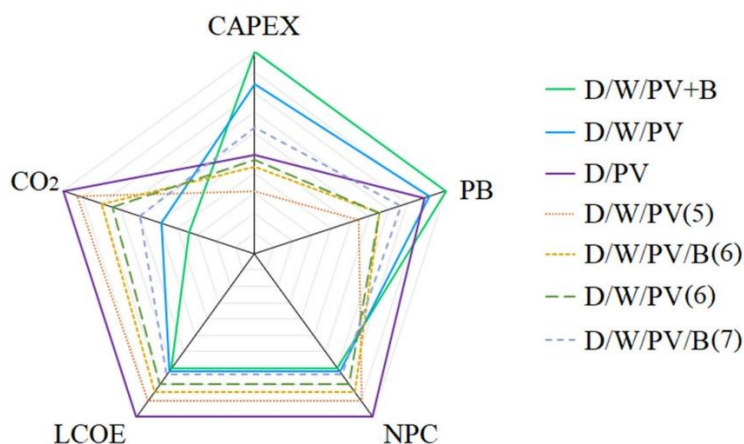


Рис. 7. Основные показатели производительности ГЭС для некоторых конфигураций с ограничениями и без ограничений на ПО

Анализируя результаты интеграции ВИЭ и АKNЭ, можно сделать вывод, что в целом она позволила при приемлемом ПО (6 лет) снизить расход дизельного топлива и увеличить время работы ДГУ до следующего капитального ремонта более чем в два раза, а также снизить АKNЭ на 40 %.

4.2. Оптимизация размеров с переключением нагрузки

Результаты оптимизации размера ГЭС в условиях поселка Новиково с учетом сдвига электрической нагрузки приведены в таблицах 11 и 12. Таблица 11 показывает оптимальный размер ГЭС для конфигурации D/W/PV+B с учетом смещения нагрузки.

Таблица 11

Оптимальные параметры конфигурации D/W/PV+B с переключением электрической нагрузки и без него

Перераспределение нагрузки	Оптимизация	ДЭС			ВЭС		ФЭП		АКНЭ	
		Уст. мощность, кВт			Кол-во ВЭУ	Р _{ном} , кВт	Кол-во ФЭП	Р _{ном} , кВт	Кол-во АБ	Емкость, кВт·ч
		ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ 3						
Нет	-	240	140	70	7	1575	2520	995	1480	1332
1 ч. макс	+				7	1575	2520	995	1375	1238
2 ч. макс	+				7	1575	2520	995	1295	1166

В таблице 12 приведены технико-экономические показатели рассматриваемой конфигурации. В последней строке таблицы 12 приведены показатели ГЭС с системой перераспределения нагрузки, но при отсутствии оптимизации размеров.

Таблица 12

Технико-экономические показатели конфигурации ВЭС D/W/PV+B

Перераспределение нагрузки	Оптимизация	КЗ тысяч евро	ОР (1-ый год) тысяч евро	ЧПС млн. евро	ВСЭЭ евро/кВт·ч	CO ₂ т/год	ПО лет
Нет	-	4106,7	190,5	16,16	0,101	328	9,2
1 ч. макс	+	4059,7	189,3	16,08	0,101	332	9,1
2 ч. макс	+	4024,1	189,3	16,03	0,100	336	9,0
2 ч. макс	-	4106,7	188,2	16,04	0,100	322	9,12

5. Обсуждение

Анализ результатов оптимизации размеров ГЭС, описанных в разделе 4.2, показал, что появилась возможность уменьшить размеры АКНЭ. Отметим, что в данном случае при улучшении других технико-экономических показателей произошло снижение экологических показателей, что может быть связано с уменьшением мощности АКНЭ. Этот результат не совпадает с результатом, полученным в исследовании [20]. Однако в той работе рассматривался гипотетический измененный профиль электрической нагрузки, полученный путем значительных корректировок в соответствии с профилем мощности ВИЭ, что и объясняет снижение выбросов CO₂. Учитывая, что экологические и экономические критерии обычно противостоят друг другу, ситуация со снижением экологического показателя вполне возможна, что и было продемонстрировано в данной работе.

В конфигурации ГЭС без АКНЭ увеличения выбросов не произошло: например, применение предложенного алгоритма переключения нагрузки (до 2 ч) в конфигурации ГЭС D/W/PV+B привело к увеличению расхода топлива на 3 т в год при снижении всех остальных затрат. Напротив, для конфигурации ГЭС D/W/PV тот же алгоритм снизил потребление топлива на 4 т в год.

Следует также отметить, что интеграция системы управления электрической нагрузкой при отсутствии оптимизации улучшила все рассматриваемые показатели ГЭС (однако минимум объективной функции ЧПС не был достигнут).

Зависимость относительного снижения мощности нагрузки, не покрываемой ВИЭ, от максимальной доли смещаемой нагрузки за любой интервал времени для двух вариантов реализации алгоритма представлена на рисунке 8.

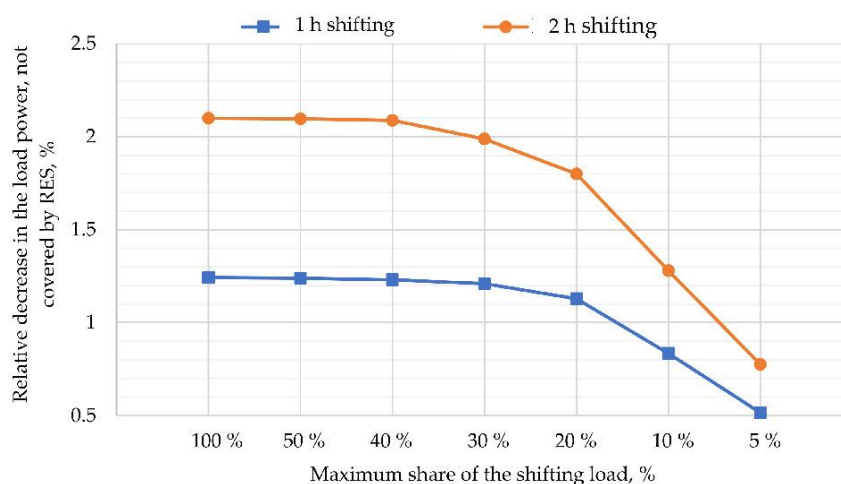


Рис. 8. Зависимость относительного снижения мощности нагрузки, не покрываемой ВИЭ, от максимальной доли смещаемой нагрузки для двух вариантов реализации алгоритма

Рис. 8 позволяет сделать вывод, что при постоянной (справедливой для любого часового интервала в году) возможности смещения около 30 % электрической нагрузки в условиях рассматриваемой ГЭС наблюдалось большое относительное снижение мощности, не покрываемой ВИЭ, достигающее 1.25 % для алгоритма со сдвигом на 1 ч и 2.1 % для алгоритма со сдвигом времени работы на 2 ч. Это привело к экономии дизельного топлива и изменило оптимальный состав НМ, полученный без учета управления электрической нагрузкой.

6. Выводы

Представленная методика оптимизации размеров ГЭС может применяться как на этапе проектирования системы, так и на этапе ее эксплуатации при планировании замены оборудования или интеграции ВИЭ. Методика была применена к условиям удаленного поселка Новиково, определены установленные мощности ФЭС, ВЭС, ДЭС и АКНЭ, при которых достигается минимальный ЧПС. Оптимизация проводилась также для конфигураций, не содержащих одного или нескольких рассматриваемых компонентов ГЭС. Кроме того, рассматривалось введение дополнительного ограничения ПО. В целом интеграция ВИЭ в автономную ГЭС позволила при сохранении ПО на приемлемом уровне (6 лет) продлить срок службы ДГУ более чем в два раза и снизить ВСЭЭ на 40 %.

Исследовано влияние интеграции алгоритма переключения электрической нагрузки на технико-экономические и экологические показатели ГЭС. Установлено, что при переключении нагрузки, работающей до 2 ч, относительное снижение мощности нагрузки, не покрываемой ВИЭ, составляет 2,1 %, а до 1 ч – 1,25 %. Установлено, что возможность смещения более 40 % потребляемой мощности временного интервала на последующие интервалы практически не влияла на технико-экономические показатели ГЭС в рассматриваемых условиях.

Проведена оценка изменения оптимальных параметров ГЭС при реализации управления электрической нагрузкой в условиях автономной ГЭС в Новиково. При полной конфигурации ГЭС D/W/PV+B использование предложенного алгоритма перераспределения нагрузки привело к возможности снижения мощности АКНЭ на 12,5 %, что улучшает все экономические показатели ГЭС с одновременным снижением экологических показателей. Следует отметить, что при сохранении КЗ на прежнем уровне и отсутствии снижения инвестиций в АКНЭ наблюдалось несколько меньшее улучшение всех экономических показателей, а также улучшение экологического показателя, но минимум объективной функции ЧПС не был достигнут.

С одной стороны, дальнейшая работа заключается в более детальной разработке алгоритмов перераспределения электрической нагрузки, их увязке с технической реализацией реагирования на спрос на электроэнергию, рассмотрении различных интервалов перераспределения нагрузки, включая перераспределение в более раннее время [37–39]. С другой стороны, предполагается развитие части подготовки данных, при которой временные ряды электрической нагрузки или метеорологических параметров могут быть использованы в качестве основы для моделей, позволяющих получать синтетические графики любой длительности.

Вклад авторов: концептуализация, А.Л. и Ю.З.; методология, А.Л. и Ю.З.; программное обеспечение, А.Л. и Ю.З.; валидация, Ю.З. и П.Ц.; формальный анализ, Ю.З.; исследование, А.Л.; ресурсы, А.Л. и П.Ц.; курирование данных, П.Ц.; написание – подготовка первоначального проекта, А.Л.; написание – рецензирование и редактирование, П.Ц. и Ю.З.; визуализация, П.Ц.

Все авторы прочитали и согласны с опубликованной версией рукописи.

Финансирование: Исследование выполнено в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (тема № ФСРВ-2020-0014).

Конфликты интересов: Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Аббревиатуры и сокращения

BESS	battery energy storage system;	КЗ	аккумуляторная система накопления энергии
CAPEX	capital expenditure;	ДГУ	капитальные затраты;
DG	diesel generator;	ГР	дизель-генераторная установка;
DoD	depth of discharge;	ДЭС	глубина разгрузки;
DPS	diesel power system;	ГЭС	дизельная энергетическая система;
HES	hybrid energy system;	ВСЭЭ	гибридная энергетическая система;
LCOE	levelized cost of electricity;	ЧПС	выровненная стоимость электроэнергии;
NPC	net present cost;	ОР	чистая приведенная стоимость;
OPEX	operating expenditure;	ПО	операционные расходы;
PB	payback period;	ФЭП	период окупаемости;
ФЭП	photovoltaic panels;	ФЭС	фотоэлектрические панели;
PVS	photovoltaic system;	ВИЭ	фотоэлектрическая система;
RES	renewable energy source;	ВЭС	возобновляемые источники энергии;
WPS	wind power system;	ВТ	ветроэнергетическая система;
WT	wind turbine.	АКНЭ	ветровая турбина

ЛИТЕРАТУРА

1. Litvinenko, V.S.; Tsvetkov, P.S.; Dvoynikov, M.V.; Buslaev, G.V. Barriers to implementation of hydrogen initiatives in the context of global energy sustainable development. *J. Min. Inst.* 2020, 244, 428–438. <http://doi.org/10.31897/pmi.2020.4.5>
2. Hossein Alizadeh, R.; Shakouri, G.H.; Amalnack, M.S.; Taghipour, P. Economic sizing of a hybrid (PV-WT-FC) renewable energy system (HRES) for stand-alone usages by an optimization-simulation model: Case study of Iran. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 54, 139–150. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.046>
3. Sychev, Y.A.; Abramovich, B.N.; Zimin, R.Y.; Kuznetsov, P.A. Mathematical modeling of harmonic correction by parallel active filter in conditions of distributed generation. *J. Phys. Conf. Ser.* 2019, 1333, 032081. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/1333/3/032081>
4. IEA. Total Installed Power Capacity by Fuel and Technology 2019–2025. Available online: <https://www.iea.org/data-andstatistics/charts/total-installed-power-capacity-by-fuel-and-technology-2019--2025-main-case> (accessed on 6 June 2021).

5. Belsky, A.A.; Dobush, V.; Haikal, S.F. Operation of a single-phase autonomous inverter as a part of a low-power wind complex. *J. Min. Inst.* 2019, 239, 564–569. <http://doi.org/10.31897/pmi.2019.5.564>
6. Dobush, V.S.; Belsky, A.A.; Skamyin, A.N. Electrical complex for autonomous power supply of oil leakage detection systems in pipelines. *J. Phys. Conf. Ser.* 2020, 1441, 012021. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/1441/1/012021>
7. Abramovich, B.N.; Ustinov, D.A.; Abdallah, W.J. Development and design of a mobile power plant in the form of a standalone power supply. *J. Phys. Conf. Ser.* 2021, 1753, 1–28. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012006>
8. Lukutin, B.V.; Muravyev, D.I.; Ryzhkova, A.V. The efficiency of combined electrothermal and electrochemical accumulation of electricity of a photovoltaic power plant. In *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*; IOP Publishing: Bristol, UK, 2021; Volume 1019, p. 012053. <http://doi.org/10.1088/1757-899X/1019/1/012053>
9. Elistratov, V.V. Energy supply of autonomous territories based on renewable energy sources. In Proceedings of the 2020 7th International Conference on Energy Efficiency and Agricultural Engineering (EE&AE), Ruse, Bulgaria, 12–14 November 2020; pp. 1–3. <http://doi.org/10.1109/EEAE49144.2020.9279083>
10. Kaabeche, A.; Ibtouen, R. Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery generation in a stand-alone power system. *Sol. Energy* 2014, 103, 171–182. <http://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.017>
11. Luna-Rubio, R.; Trejo-Perea, M.; Vargas-Vázquez, D.; Ríos-Moreno, G.J. Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies. *Sol. Energy* 2012, 86, 1077–1088. <http://doi.org/10.1016/j.solener.2011.10.016>
12. García-Triviño, P.; Torreglosa, J.P.; Jurado, F. Optimised operation of power sources of a PV/battery/hydrogen-powered hybrid charging station for electric and fuel cell vehicles. *IET Renew. Power Gener.* 2019, 13, 3022–3032. <http://doi.org/10.1049/iet-rpg.2019.0766>
13. Abramovich, B.N.; Babanova, I.S. Development of neural network models to predict and control power consumption in mineral mining industry. *Min. Inf. Anal. Bull.* 2018, 5, 206–213. <http://doi.org/10.25018/0236-1493-2018-5-0-206-213>
14. Bolshunova, O.M.; Korzhev, A.A.; Vatlina, A.M. Power stabilization system for the regulated electric drive of transport vehicles. *J. Phys. Conf. Ser.* 2021, 1753, 012014. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012014>
15. Bhuiyan, F.A.; Yazdani, A.; Primak, S.L. Optimal sizing approach for islanded microgrids. *IET Renew. Power Gener.* 2015, 9, 166–175. <http://doi.org/10.1049/iet-rpg.2013.0416>
16. Dufo-López, R.; Bernal-Agustín, J.L.; Yusta-Loyo, J.M. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage. *Appl. Energy* 2011, 88, 4033–4041. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.04.019>
17. Ogunjuyigbe, A.S.O.; Ayodele, T.R.; Akinola, O.A. 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. *Appl. Energy* 2016, 171, 153–171. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.051>
18. Baghdadi, F.; Mohammedi, K.; Diaf, S.; Behar, O. Feasibility study and energy conversion analysis of stand-alone hybrid renewable energy system. *Energy Convers. Manag.* 2015, 105, 471–479. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.07.051>
19. Rajanna, S.; Saini, R.P. Development of optimal integrated renewable energy model with battery storage for a remote Indian area. *Energy* 2016, 111, 803–817. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.005>
20. García-Vera, Y.E.; Dufo-López, R.; Bernal-Agustín, J.L. Techno-economic feasibility analysis through optimization strategies and load shifting in isolated hybrid microgrids with renewable energy for the non-interconnected zone (NIZ) of Colombia. *Energies* 2020, 13, 6146. <http://doi.org/10.3390/en13226146>
21. Sedighi, M.; Moradzadeh, M. Impact of demand response program on hybrid renewable energy system planning. In *Demand Response Application in Smart Grids*; Nojavan, S., Zare, K., Eds.; Springer: Cham, Switzerland, 2020. <http://doi.org/10.1007/978-3-030-31399-9-9>
22. Eltamaly, A.M.; Alotaibi, M.A.; Alolah, A.; Ahmed, M.A. A novel demand response strategy for sizing of hybrid energy system with smart grid concepts. *IEEE Access* 2021, 9, 20277. <http://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3052128>
23. Amrollahi, M.H.; Bathaee, S.M.T. Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind generation together with energy storage system in a stand-alone micro-grid subjected to demand response. *Appl. Energy* 2017, 202, 66–77. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.116>
24. Gil Mena, A.J.; Bouakkaz, A.; Haddad, S. Online Load-Scheduling Strategy and Sizing Optimization for a Stand-Alone Hybrid System. *J. Energy Eng.* 2021, 147, 04020078. [http://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000725](http://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000725)
25. Kumar, S.; Kaur, T.; Upadhyay, S.; Sharma, V.; Vatsal, D. Optimal Sizing of Stand Alone Hybrid Renewable Energy System with Load Shifting. *Energy Sources Part. A Recovery Util. Environ. Eff.* 2020. <http://doi.org/10.1080/15567036.2020.1831107>
26. Chauhan, A.; Saini, R.P. Size optimization and demand response of a stand-alone integrated renewable energy system. *Energy* 2017, 124, 59–73. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.049>
27. Kharrich, M.; Kamel, S.; Abdeen, M.; Mohammed, O.H. Developed approach based on equilibrium optimizer for optimal design of hybrid PV/Wind/Diesel/Battery microgrid in Dakhla, Morocco. *IEEE Access* 2021, 9, 13655–13670. <http://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3051573>
28. Tcvetkov, P. Climate Policy Imbalance in the Energy Sector: Time to Focus on the Value of CO₂ Utilization. *Energies* 2021, 14, 411. <http://doi.org/10.3390/en14020411>
29. Fleck, B.; Huot, M. Comparative life-cycle assessment of a small wind turbine for residential off-grid use. *Renew. Energy* 2009, 34, 2688–2696. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2009.06.016>
30. Dufo-López, R.; Bernal-Agustín, J.L.; Domínguez-Navarro, J.A. Generation management using batteries in wind farms: Economical and technical analysis for Spain. *Energy Policy* 2009, 37, 126–139. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.08.012>
31. Suhane, P.; Rangnekar, S.; Khare, A.; Mittal, A. Sizing and performance analysis of standalone wind-photovoltaic based hybrid energy system using ant colony optimization. *IET Renew. Power Generation* 2016, 10, 964–972. <http://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0394>
32. Bosikov, I.I.; Klyuev, R.V.; Kelekhsaev, V.B. Development of indicators for performance functioning natural-industrial system evaluation at the mining and processing complex using the analytical hierarchy method. In Proceedings of the 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017, Chelyabinsk, Russia, 16–19 May 2017; pp. 1–6. <http://doi.org/10.1109/ICIEAM.2017.8076114>

33. Renewables.ninja. Available online: <https://www.renewables.ninja> (accessed on 6 June 2021).
34. Bayer, P.; Aklin, M. The European Union Emissions Trading System reduced CO₂ emissions despite low prices. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA* 2020, 117, 8804–8812. <http://doi.org/10.1073/pnas.1918128117> <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/32253304>
35. IEA. Projected Costs of Generating Electricity 2020. Available online: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (accessed on 6 June 2021).
36. Tolstouhov, D.A. Ensuring the competitiveness of nuclear energy. In Proceedings of the “Breakthrough” project: Place and Advantages of the Project in the Development of the Global Energy System, Ekaterinburg, Russia, 7–8 June 2016. Available online: <http://www.innov-rosatom.ru/events/proriv/nauchno-prakticheskaya-konferentsiya-proektnoe-napravlenie-proryv-2016/ae13c91a88ffe014e4cd1e8c9ba4a826.pdf> (accessed on 14 July 2021). (In Russian).
37. Zhukovskiy, Y.L.; Lavrik, A.Y.; Buldysko, A.D. Energy demand side management in stand-alone power supply system with renewable energy sources. *J. Phys. Conf. Ser.* 2021, 1753, 012059. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012059>
38. Tostado-Véliz, M.; Icaza-Alvarez, D.; Jurado, F. A novel methodology for optimal sizing photovoltaic-battery systems in smart homes considering grid outages and demand response. *Renew. Energy* 2021, 170, 884–896. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2021.02.006>
39. Lujano-Rojas, J.M.; Monteiro, C.; Dufo-López, R.; Bernal-Agustín, J.L. Optimum load management strategy for wind/diesel/battery hybrid power systems. *Renew. Energy* 2012, 44, 288–295. <http://doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.097>