

УДК 621.311.001.57, 338.001.36

ПЕРСПЕКТИВЫ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА С РАСПРЕДЕЛЁННОЙ СОЛНЕЧНОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Лукутин Борис Владимирович¹,
lukutin48@mail.ru

Муравьев Дмитрий Игоревич¹,
dim15@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью расширения вариантов автономных систем электроснабжения, в частности, фотоэлектрических, в рамках постановления правительства, связанного с ратификацией Россией Парижского соглашения по климату от 23.09.19. Системы электроснабжения постоянного тока с участием возобновляемых энергоисточников для децентрализованных потребителей могут стать предпочтительной альтернативой переменному току при условии соответствия большинству обязательств Парижского соглашения по климату, а также требованиям повышения энергетической безопасности.

Цель: повышение качества электрической энергии в распределительных сетях 0,4 кВ, декарбонизация окружающей среды от углеводородных энергоносителей, повышение энергетической безопасности автономной системы электроснабжения путём увеличения вклада в энергетический баланс возобновляемого энергоресурса, а также снижение стоимости вырабатываемой электрической энергии путём перехода с переменного на постоянный ток.

Методы. Ввиду сложности натурального исследования электроэнергетических систем с генерацией различной физической природы в качестве инструментов исследования были определены: математическое моделирование с последующей компьютерной реализацией в программных комплексах высокого уровня. Наиболее полно условиям моделирования отвечает MatLab, в частности, его приложение блочного моделирования Simulink и библиотека блоков SimPowerSystems.

Результаты. Разработан программный инструмент, позволяющий осуществлять имитационное моделирование режимов работы фото-дизельных систем электроснабжения, включая генерацию с учётом текущего электропотребления и инсоляции с целью определения рациональных технико-экономических параметров гибридных генерирующих систем; выявлены критерии целесообразности и эффективности построения фото-дизельных электрических систем на постоянном токе для электроснабжения удалённых потребителей.

Ключевые слова:

Автономная энергетика, микросети, фото-дизельные системы, системы постоянного и переменного токов, распределённая генерация.

Введение

Российские удалённые и малочисленные группы потребителей продолжают испытывать энергетическую нестабильность из-за медленных темпов расширения энергосистемы, вызванных низкой экономической активностью в этих регионах. Подобного рода небольшие энергоузлы, сформированные сельскими пунктами, имеют сложнейшие логистические схемы трансфера углеводородного топлива. В составе этих регионов необходимо выделить районы Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера Российской Федерации. Отличительной особенностью упомянутых выше регионов является низкая плотность расселения людей на обширных территориях, слабо освоенных производственным звеном промышленного масштаба. Из-за удалённости, низкой плотности и неравномерного распределения населения, в сочетании с низким уровнем энергопотребления домашних хозяйств (установленная мощность от десятков киловатт до сотен киловатт в зависимости от количества жителей), электроснабжение таких посёлков возможно только построением изолированных систем с автономными энергоисточниками – обычно дизельными генераторами, нуждающимися в запасе дорогостоящего дизельного топлива. С другой стороны, современные

системы микрогенерации с интеллектуальной архитектурой управления способны обеспечить децентрализованного потребителя надёжным электроснабжением при снижении топливной зависимости прямого и косвенного порядков: трансфер первичного сырья, его переработка, доставка, хранение и др. [1].

Системы микрогенерации в условиях возросшей привлекательности интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) стали основной альтернативой развития децентрализованной энергосистемы, что позволяет домохозяйствам, муниципалитетам или энергетическим «игрокам» делать на первом этапе скромные инвестиции в свои энергосистемы, модифицировать их в соответствии с изменяющимися экономическими условиями и потребностями в электроэнергии. Авторы отмечают: подобные микросети, в рамках российской децентрализованной инфраструктуры, применяются преимущественно для электроснабжения предприятий сельскохозяйственного, горнодобывающего и сырьевого профиля: оленеводство, пушное звероводство, животноводство, промысел, рыболовство, земледелие, лесозаготовки и деревообработка, добыча руды, драгметаллов и др. Электроснабжение таких потребителей на базе ВИЭ в Российской Федерации уже состоялось, об этом свиде-

тельствуют последние источники [2–4]. Строительство и ввод в эксплуатацию фотоэлектрических станций (ФЭС) и ветряных электростанций (ВЭС) перестали быть сенсационными. Авторами подготовлена

таблица, структурирующая установленные мощности Единой энергетической системы Российской Федерации (ЕЭС РФ) [5]:

Таблица 1. Структура установленной мощности Единой Энергетической Системы России

Table 1. Installed capacity structure of the United Energy System of Russia

№ п/п/no.	2015		2016		2017		2018	
	Мощность (МВт) Capacity (MW)	Доля в ЕЭС (%) Share in the UES (%)	Мощность (МВт) Capacity (MW)	Доля в ЕЭС (%) Share in the UES (%)	Мощность (МВт) Capacity (MW)	Доля в ЕЭС (%) Share in the UES (%)	Мощность (МВт) Capacity (MW)	Доля в ЕЭС (%) Share in the UES (%)
1	160 233,3	68,1	160 242,2	67,8	162 779,7	67,9	164 586,6	67,7
2	47 855,2	20,3	48 085,9	20,3	48 449,7	20,2	48 506,3	19,9
3	27 146	11,5	27 929,4	11,8	27 914,3	11,6	29 132,2	12
4	60,2	0,03	75,2	0,03	534,2	0,22	834,2	0,4
5	10,9	0,01	10,9	0,01	134,4	0,06	183,9	0,08

Как видно из табл. 1, в которой 1 – тепловые электростанции (ТЭС), использующие уголь, природный газ, мазут и др., 2 – гидроэлектростанции (ГЭС), 3 – атомные электростанции (АЭС), 4, 5 – электростанции ФЭС и ВЭС соответственно, в общей структуре ЕЭС РФ вклад последних до сих пор невелик, но динамика их развития наглядна: прирост увеличивается кратно. Безусловно, генерация ВИЭ должна быть обоснована, в первую очередь, через социально-экономические индикаторы развития малонаселённых территорий: энергетическая безопасность, декарбонизация среды, качество электрической энергии, надёжность электроснабжения, качество жизни населения и др. Эти индикаторы должны быть подготовлены не только на базе правовой платформы, но и с помощью усовершенствования вариантов архитектуры автономных систем электроснабжения (АСЭС).

Данная работа собрала результаты исследований авторов фото-дизельных АСЭС переменного и посто-

янного тока. Акцент данной работы направлен на сравнительный анализ достоинств и недостатков децентрализованных фото-дизельных электрических станций (ФДЭС), построенных на постоянном и переменном токах, с точки зрения энергетической безопасности, коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) энергетического оборудования, качества электроэнергии, а также экологических и экономических показателей.

В рамках последних исследований [6–8] рынок энергетической отрасли может принять к рассмотрению три возможных пути электрификации децентрализованных потребителей: расширение существующей централизованной электроэнергетической сети, протяжённость которой в Российской Федерации составляет более 2,7 млн км; развитие децентрализованной энергетики в виде локализованных микросетей или построение и совершенствование автономных систем электроснабжения.



Рис. 1. Экономически обоснованный тариф в централизованных и децентрализованных системах на примере Республики Саха (Якутия) [10]

Fig. 1. Economically sound tariff in centralized and decentralized systems as exemplified by the Republic of Sakha (Yakutia) [10]

Проблемы децентрализованной электрификации характерны не только для России. Например, по данным Международного энергетического агентства (англ. IEA – International Energy Agency), из 588 миллионов человек, проживающих в Африке, к югу от Сахары, лишь 30 % могут быть экономически эффективно электрифицированы путём расширения государственных централизованных сетей [9]. Оставшиеся 70 % населения экономически эффективно снабдить электроэнергией через микросети, где их доля составит 52,5 %, а через АСЭС – 17,5 %.

Сопоставляя мировой опыт с российской энергетической экономикой, авторы отмечают, что сегодня на 67 % децентрализованной территории проживает лишь 14 % населения страны. Указанные обстоятельства исключают возможность их централизованного энергоснабжения ввиду чрезвычайно высоких технических и экономических потерь при транспортировке электрической энергии [11] и несоответствия класса напряжения линий электропередачи передаваемой мощности ввиду больших расстояний и малых потребностей в электроэнергии. Самые распространённые микросистемы строятся в последнее время на базе дизельных электрических станций (ДЭС). Модульная природа технологий ДЭС позволяет осуществлять поэтапные запуски проектов, позволяя

коммунальным хозяйствам и муниципалитетам планировать свои скромные программы выработки электроэнергии, а также модифицировать свои системы в соответствии с изменяющимися потребностями. Стоимость электроэнергии от ДЭС чрезвычайно высока из-за большой отдалённости этих районов от поставщиков дизельного топлива: в соответствии с рис. 1 она может изменяться по Якутии от 17,6 до 36,3 р. за 1 кВт·ч в отличие от 3,2 до 6,6 р. в централизованной энергосистеме. Чтобы снизить топливную зависимость для местных энергетических компаний, в регионах разрабатываются проекты альтернативной энергетики, в том числе гибридные солнечно-дизельные станции.

Кроме высокой стоимости доставки в удалённые районы, наблюдается и устойчивый рост цен дизельного топлива на рынке. Динамика цен на дизельное топливо в России приведена на рис. 2. Кроме объективных причин удорожания нефти и нефтепродуктов лидеры в нефтяной отрасли Российской Федерации, такие как Роснефть, Лукойл и Газпром Нефть, зачастую устанавливают и поддерживают более высокие цены, а также создают дискриминационные условия доставки углеводородных товаров на рынок [12, 13]. Такие моменты наглядно выделены на графике (рис. 2).

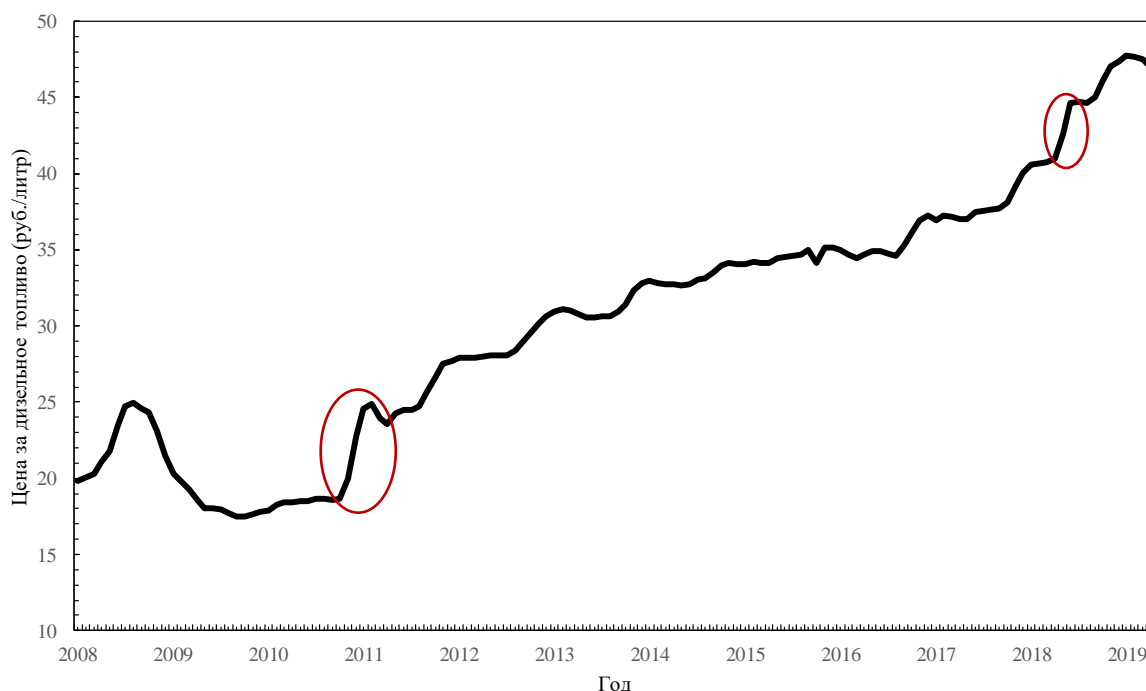


Рис. 2. Динамика цен на дизельное топливо в России с 2008 по 2019 гг. [12, 13]

Fig. 2. Dynamics of diesel fuel prices in Russia from 2008 to 2019 [12, 13]

Недавний рост цен на дизельное топливо, начавшийся с 2018 г., был вызван изменением налога на добавочную стоимость (НДС) в диапазоне от 0,6 до 1,7 %, в зависимости от поставщика сырья. Состав и природа местных энергетических источников, совокупность потребляемых мощностей, конфигурация энергетической системы и стоимость энергетического оборудования, а также гибкость систем микрогенера-

ции могут обеспечить приемлемые решения для электрификации децентрализованных районов. В частности, снижение цен на солнечные панели и другое оборудование возобновляемой энергетики, сопоставимое с темпами роста цен на дизельное топливо, выдвигает интересную задачу сравнения вариантов электроснабжения с генерирующими источниками различной физической природы. По оценкам [9] к

2030 г. будет возведено 400 ТВт установленной мощности для микрогенерации (в том числе электромобилей), что составляет около 40 % новых энергоисточников для всеобщей электрификации.

Анализ микросетей постоянного тока

Общественно-коммунальная нагрузка нуждается в электроэнергии, в основном для питания небольших бытовых электроприборов, таких как осветительные приборы, зарядные устройства для смартфонов, небольшие телевизоры, стереосистемы, персональные компьютеры и др. Из рис. 3 можно увидеть, что бытовые приборы общего назначения, так или иначе, используют комбинированную природу тока. По данным [14] до 76 % потребностей бытового сектора могут быть электрифицированы через сети постоянного тока, где львиная доля электроэнергии приходится на нужды освещения и питание устройств 12 и 24 В номинального напряжения, что привлекательно с точки зрения электробезопасности. Логично прогнозировать развитие децентрализованных микросетей постоянно-

го тока, построенных на местных ВИЭ, в частности фото-электростанциях – производящих и аккумулирующих электроэнергию постоянного тока.

Микросети – локально ограниченные и независимо управляемые электрические сети, в которых разветвлённая архитектура способна обеспечить неравномерные нагрузки электрической энергией от распределённых энергетических источников [15]. Микросети предлагают достаточное количество преимуществ, способных привлечь на них внимание инвесторов, в сравнении с другими вариантами электрификации. В отличие от централизованной энергосистемы, они дешевле в установке, имеют более короткое время выполнения монтажа (для ФЭС пессимистический вариант может длиться не более 1 года), размеры, соответствующие местным требованиям, могут изменяться в зависимости от растущих потребностей или изменяющихся технологий. Микросистемы имеют много других потенциальных применений помимо питания домашних хозяйств и малых предприятий в соответствии с табл. 2.

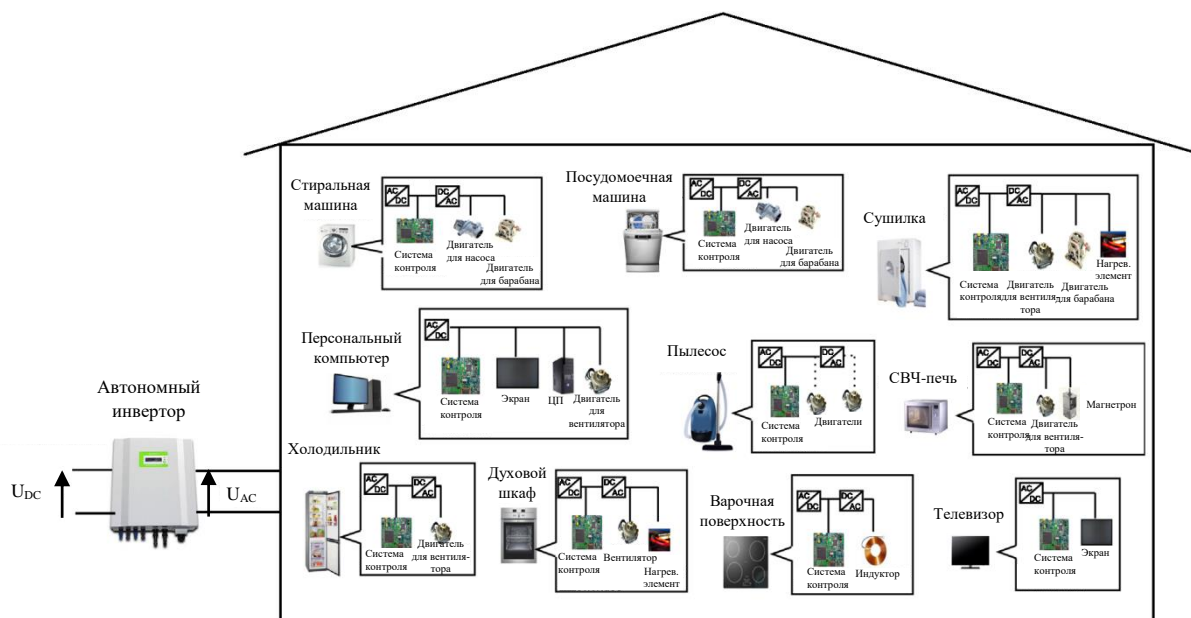


Рис. 3. Состав электрических нагрузок жилого дома [7]

Fig. 3. Composition of the electrical loads in a residential house [7]

По данным материалов [9, 15], а также информации, представленной в табл. 2, микросети можно разделить на две основные группы: микросети мощностью менее 10 кВт и от 10 кВт до 10 МВт. Каждая микросеть, вне зависимости от величины установленной мощности, состоит из системы выработки электроэнергии и её распределения в узлах электросети. Система выработки электроэнергии, в свою очередь, состоит из подсистем генерации и хранения. Распределение небольшой мощности (до 100 кВт включительно) состоит из подсистем распределения и потребления. Подсистема генерации включает в себя генератор энергии, стабилизаторы и преобразователи напряжения и технологии управления питанием. Подсистемы распределения включают сети для передачи

электроэнергии отдельным потребителям по кабельным линиям (КЛ) либо по воздушным линиям (ВЛ). Подсистемы потребления включают в себя все оборудование на стороне конечного потребителя после границы балансной принадлежности, то есть измерительные приборы, электропроводку, заземление и электрические нагрузки.

Микросеть может быть реализована на постоянном токе, переменном токе или на их комбинации. Важно, что сеть постоянного тока позволяет избежать многих шагов преобразования энергии, требуемых при использовании переменного тока, что, безусловно, приводит к повышению её технико-экономической эффективности. Традиционно переменный ток обеспечивает эффективное преобразование напряжения и высо-

ковольтную передачу энергии на большие расстояния. Однако в последнее время технологические достижения привели к появлению высокоэффективных преобразователей переменного тока в постоянный и наоборот, которые делают эффективной передачу мощности не только на переменном, но и на постоянном токе [15, 16]. Таким образом, распределение мощности по сетям постоянного тока, по мнению авторов данной работы, имеет определённый спектр преимуществ, а именно:

- более высокая эффективность энергосистемы из-за меньших потерь преобразования. Согласно [16], почти 30 % мощности на переменном токе реализуется через силовой электронный преобразователь (инвертор). Количество потерянной энергии варьируется в диапазоне 10–25 %.
- системы постоянного тока имеют особенность, ставшую тенденцией, быть модульными и масштабируемыми, по сравнению с системами переменного тока. Это объясняется большей простотой управления преобразователей постоянного тока, что обеспечивает большую гибкость при проектировании и расширении систем и, следовательно, более эффективное управление капиталовложениями.
- системы постоянного тока обладают большей пропускной способностью по сравнению с типичной системой переменного тока (следует отметить, что в постоянном токе реактивная мощность отсутствует). Компоненты системы постоянного тока более компактны, чем эквивалентные компоненты переменного тока, из-за отсутствия зависимости от частоты.
- доступное согласование прерывистых энергоресурсов, не требующих взаимной синхронизации. Это приводит к более высокой «живучести» при воздействии внешних и внутренних возмущений.
- большинство распределённых источников прерывистой генерации и устройств хранения электрической энергии имеют выходы постоянного тока, что делает архитектуру сети на базе постоянного тока естественно-интуитивным вариантом интеграции без преобразования.
- большинство современных нагрузок требуют источников питания постоянного тока.
- заинтересованность энергетического рынка в микросетях постоянного тока: микросети постоянного тока с распределёнными ФЭС, может принести экономию затрат, сокращение потерь, повышение качества электроэнергии, экономию топливного ресурса, снижение вредных выбросов в атмосферу, а также снижение себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии.

Потери мощности в основном связаны с потерями в проводниках при преобразовании и транспортировке электроэнергии. Потери мощности в проводниках происходят из-за сопротивления на нагрев в системах постоянного и переменного тока. В сетях постоянного тока они могут быть описаны с помощью аналитической формулы:

Таблица 2. Потенциальные области применения микросетей постоянного тока в развивающихся электроэнергетических системах

Table 2. Potential applications of direct current microgrids in developing power systems

Область применения Area of application	Примеры Examples
После стихийных бедствий Disaster relief	<ul style="list-style-type: none"> • временные лагеря после оползней, наводнений, пожаров и др.; temporary camps after landslides, floods, fires, etc.; • строительные площадки, военные объекты; construction sites, military facilities; • снабжение насосов для накачки воды во время засухи; supply of pumps for pumping water during drought.
Курортно-заповедные зоны Resort areas	<ul style="list-style-type: none"> • удалённые детские игровые лагеря; remote children's game camps; • заповедники; nature reserves; • отели и курорты; hotels and resorts.
Цели местного производства близ удалённых потребителей Local production targets near remote consumers	<ul style="list-style-type: none"> • производство продуктов питания для нужд сельского хозяйства, а также для продажи; agriculture and food production; • снабжение малых производственных предприятий; supply of small manufacturing enterprises; • сфера обслуживания (магазины, парикмахерские, автомастерские и др.); service sector (bars, restaurants, barber shops and salons, charging stations for mobile phones, etc.) • хранение продуктов (охлаждение); food preservation (refrigeration).
Общее пользование Common usage	<ul style="list-style-type: none"> • уличное и общественное освещение; public lighting; • школы, детские сады; schools, kindergarten; • больницы, центры здоровья и др.; hospitals, health centers, etc.

$$\Delta P_{DC} = R \frac{P^2}{U_{DC}^2}, \quad (1)$$

где P – передаваемая мощность по проводнику [Вт]; R – активное сопротивление проводника [Ом]; U_{DC} – уровень напряжения [В].

Аналогичное выражение в сетях переменного тока может быть сформировано по тому же принципу:

$$\Delta P_{AC} = R \cdot \frac{P^2}{U_{RMS}^2 \cdot \cos^2 \varphi}, \quad (2)$$

где U_{RMS} – действующее напряжение сети [В]; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Отношение (1) к (2) определяется как:

$$\frac{\Delta P_{DC}}{\Delta P_{AC}} = \frac{U_{RMS}^2}{U_{DC}^2} \cdot \cos^2 \varphi. \quad (3)$$

Из отношения (3) можно заключить, что системы постоянного тока обеспечивают меньшие потери при транспортировке электроэнергии, чем системы переменного тока с одинаковыми передаваемой мощностью, материалом проводника, количеством проводов линии электропередачи.

Падение напряжения в сети постоянного тока описывается следующим образом:

$$\delta U_y^{DC} = R \cdot \frac{P}{U_{DC}}. \quad (4)$$

В сетях переменного тока это описывается как:

$$\delta U_y^{AC} = \frac{P}{U_{RMS}} \cdot Z, \quad (5)$$

где Z – полное сопротивление проводника [Ом].

Отношение (4) к (5) определяется как:

$$\frac{\delta U_y^{DC}}{\delta U_y^{AC}} = \frac{R}{Z}. \quad (6)$$

Исходя из (3) и (6), потери мощности и падение напряжения в сетях постоянного тока ниже, чем в сетях переменного тока при прочих равных условиях. Помимо потерь электрической энергии при передаче существуют также потери преобразования в инверторах и выпрямителях, например для преобразования постоянного тока фото-электростанции в переменный ток. Приблизительная экономия энергии за счет использования технологий постоянного тока представлена в работе [17]. Для общественно-коммунального сектора использование данной технологии приводит к средней экономии электроэнергии на 33 %.

Моделирование автономной фото-дизельной системы электроснабжения постоянного и переменного токов

К анализу принимаются две ФДЭС одинакового состава потребителей, построенные на переменном и постоянном токах. Технические характеристики соот-

ветствуют рис. 4. Системы моделируются в пакете Matlab/Simulink с расширением MS Excel для сравнительного анализа технико-экономических характеристик. Предполагается, что данные энергосистемы имеют одинаковую длину распределительной сети и, следовательно, одинаковую стоимость ВЛ. Основными расходами являются эксплуатационные затраты, связанные с потерями при преобразовании, транспортировке энергии и капитальные затраты на оборудование, включая провода, амортизационные отчисления, преобразователи и др.

По причине высоких инвестиционных составляющих на строительство и топливо АСЭС на базе ФДЭС необходимо определить параметры основных компонентов системы электроснабжения, а именно: ДЭС, ФЭС, система накопления электрической энергии (СНЭЭ), инверторы, выпрямители и др. Технико-экономические показатели данных систем могут быть установлены методами математической аппроксимации стоимости оборудования различных производителей, представленного на рынке. Рис. 4 описывает исследуемые ФДЭС, где ДЭС – дизельная электростанция, $Z_{лк}$ – комплексное сопротивление участка ВЛ, $R_{лк}$ – активное сопротивление участка ВЛ, H_k – нагрузка участка ВЛ, СИ – сетевой инвертор, П – статические преобразователи напряжения, К – ключи коммутации, В – выпрямитель, ФЭС – фотоэлектростанция.

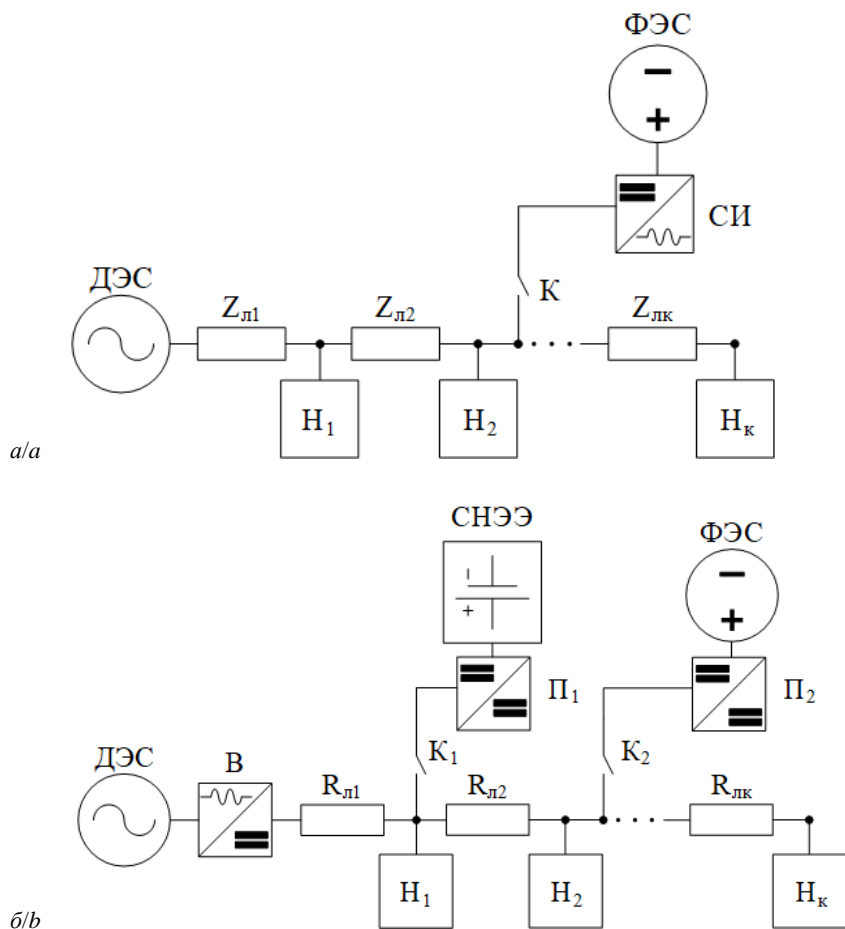


Рис. 4. Структурная схема фото-дизельных электрических станций переменного (а) и постоянного (б) тока
 Fig. 4. Block diagram of photo-diesel power plants of alternating (a) and direct (b) current

ФДЭС переменного тока работает по следующему алгоритму: ДЭС является опорным источником электроэнергии питающей сети, в свою очередь, ФЭС – замещающий часть генерации ведомый источник электрической энергии в дневное время суток. Данное распределение функциональных обязанностей обеспечивает определённую экономию топлива. В ночное время суток ФЭС отключается коммутирующим ключом, не внося свой вклад в выработку.

Авторы подчёркивают особенность данной конфигурации ФДЭС: помимо простоты схемы, АСЭС на переменном токе отличается невысокой стоимостью используемого оборудования, а также низкой стоимостью эксплуатации фотоэлектрической части. Данное преимущество достигается отсутствием СНЭЭ. Однако недостатком данной схемы является низкий уровень замещения выработки электроэнергии от опорного источника. Из соображения устойчивости системы текущая мощность генерации ФЭС не должна превышать 30–40 % мощности генерации от ДЭС. Для исследуемого примера параметры данной АСЭС следующие:

- трёхфазная ДГУ с установленной мощностью каждой фазы в 100 кВт. Удельный расход топлива составляет 202 г/кВт·ч, номинальный расход – 26 кг/ч, коэффициент технического использования – 0,95, количество моточасов – 25000.
- монокристаллические фотопанели с показателем эффективности в 18 %. Производительность монокристаллических панелей падает при высоких температурах на 10–15 %, срок службы лежит в диапазоне от 25 до 30 лет. Требуемая территория отведения от 6 до 9 м²/кВт. Номинальная мощность фотопанели – 200 Вт, количество фотопанелей на фазу – 156 шт., номинальное напряжение – 24 В, а ток точки максимальной мощности – 5,56 А.
- диапазон изменения установленных мощностей потребителей составляет от 5 до 20 % установленной мощности фазы ДГУ. Территориальное расположение объекта электрификации – Иркутская область, 58° с.ш.

Алгоритм работы ФДЭС постоянного тока определяется суточным изменением инсоляции. При достаточном уровне освещённости фотоэлектрических модулей потребители получают электроэнергию от двух источников постоянного тока и напряжения: выпрямителя ДЭС и статического DC-DC преобразователя напряжения ФЭС. Для обеспечения параллельной работы данных вентильных источников постоянного тока ДЭС работает в режиме источника напряжения, а ФЭС – в режиме источника тока, поддерживая максимальный съём энергии с фотоэлектрических модулей.

Соотношение установленных мощностей этих источников электроэнергии может быть разным. Например, в рассматриваемом примере – одинаковым (100 кВт). При этом авторы отмечают, что при наличии достаточной освещённости вклад ФЭС может превышать генерацию от ДЭС. Таким образом, благодаря отсутствию ограничений на мощность сетево-

го инвертора в АСЭС переменного тока уровень замещения дизельной генерации в ФДЭС постоянного тока значительно выше, чем в конфигурации другого исполнения.

При недостаточной освещённости с помощью ключа K_2 ФЭС отключается и нагрузки запитываются только от ДЭС. Наличие СНЭЭ позволяет запасти излишки электроэнергии, генерируемые ФЭС в часы максимальной инсоляции, и отдать их в локальную сеть в периоды времени, различные с точки зрения загрузки генерирующего оборудования, например, в утренние и вечерние часы. Для исследуемого примера параметры АСЭС на постоянном токе следующие:

- параметры ДГУ остаются без изменений.
- параметры монокристаллических фотопанелей без изменений, количество – 450 шт.
- нагрузочные характеристики изменяются в тех же пределах, что и в системе переменного тока.

Таблица 3. Параметры, принимаемые для целей экономического сравнения

Table 3. Parameters for the economic comparison

Параметр Parameter	Единица и значение Value and unit	Пояснение Description
C_{PV}	140000 р/кВт (rub/kWh)	Инвестиции в кВт/пик ФЭС, в составе которой фотоэлектрические преобразователи, инверторы и др. компоненты Capital cost of the PV array as well as extra equipment: inverters, converters, etc.
C_{Stor}	60 р/А·ч (rub/Ah)	Инвестиции в общую ёмкость системы накопления, в составе которой контроллеры заряда, система датчиков и др. компоненты Capital cost of the battery as well as charge controller, sensor system, etc.
C_{maint}	160000 р/год (rub/year)	Стоимость эксплуатации и обслуживания генерирующего и распределительного оборудования Operations and maintenance cost of distributed and generated equipment
C_{fuel}	40000 р/т (rub/t)	Расходы на топливо Fuel costs
K_{PV}	0,5 %/год (year)	Фактор деградации производительности фотопанелей в год Degradation factor of photovoltaic panels per year
L	1 км/км	Длина распределительных линий электропередачи исследуемой модели Length of transmission lines in the researched model
i	12 %	Ставка дисконтирования инвестиционного проекта Discounted rate of an investment project
C_{DPP}	11000 р/кВт (rub/kW)	Стоимость установленной мощности комплектной дизель-генераторной установки (ДГУ) Cost of installed capacity of a complete diesel generator unit (DGU)

Разработанные модели позволяют проводить технико-экономический анализ проекта с отслеживанием поведения системы в условиях неравномерных нагрузок и изменяющейся инсоляции в течение средних суток по сезонам. Модель ФЭС основана на выходных характеристиках фотоэлектрических модулей,

которые представлены в виде блока подсистемы в Matlab/Simulink. Для построения модели ФЭС использовалась методика, предложенная в [18, 19], согласно которой максимальная выходная мощность ФЭС определяется по выражению:

$$P_{\text{ФЭС}} = \frac{C_F \cdot N \cdot G \cdot \ln(10^6 \cdot G)}{T_{\text{ФЭС}}}, \quad (7)$$

где N – количество фотоэлектрических модулей в станции; C_F – постоянный коэффициент в параметрах фотоэлектрического модуля; G – текущий уровень инсоляции, [Вт/м²]; $T_{\text{ФЭС}}$ – текущая температура фотоэлектрического модуля.

ФЭС с MPPT (*англ.* Maximum Power Point Tracking) солнечным контроллером эквивалентуется управляемым источником постоянного тока, который может подключаться к различным точкам сети. Массив солнечных панелей, входящих в состав подсистемы ФЭС, подключен к распределительной сети через сетевой инвертор либо через статический DC-DC преобразователь в варианте постоянного тока. Инвертор и DC-DC преобразователи в предлагаемой модели представляются статическими передаточными характеристиками.

Для моделирования системы аккумулирования электрической энергии использован метод, основанный на обобщенном соотношении Шеферда [20, 21]:

$$U_{\text{СНЭЭ}} = E_0 - \frac{MQ}{(Q - \int idt)} - Ri + Ae^{(-B \cdot \int idt)}, \quad (8)$$

где $U_{\text{СНЭЭ}}$ – напряжение массива аккумуляторов [В]; E_0 – напряжение холостого хода ненагруженного массива [В]; M – поляризационное сопротивление [Ом]; Q – фактическая емкость массива [А·ч]; $\int idt$ – действительный уровень заряда аккумуляторного массива [А·ч]; i – ток батареи [А]; R – внутреннее сопротивление аккумулятора [Ом]; A – коэффициент, характеризующий величину падения напряжения во время экспоненциальной зоны разряда [В]; B – коэффициент, характеризующий обратную величину емкости массива в конце экспоненциальной зоны разряда [А·ч]⁻¹.

СНЭЭ обеспечивает согласование графиков потребления и генерации путем обмена вырабатываемой и потребляемой мощностью в течение суток. Данный принцип позволяет реализовать интеллектуальное управление СНЭЭ:

- режим заряда (приёма мощности). Заряд аккумуляторных батарей (АКБ) производится как по технологическим причинам (анализ внешних факторов, анализ системы управления состоянием элементов АКБ по параметру *англ.* SoC – State of Charge), так и для осуществления алгоритмов приёма мощности для дозагрузки ДЭС в необходимом диапазоне. При заряде ток протекает через преобразователь к подсистеме хранения АКБ.
- режим выдачи энергии в нагрузку параллельно с ДЭС и ФЭС (режим источника напряжения). Интеллектуальная функция данного режима состоит в оптимизации текущей генерируемой мощности в

АСЭС и обеспечении стабилизации напряжения в сети у потребителей.

Для целей моделирования ДЭС эквивалентуется управляемым источником постоянного или переменного напряжения [1, 21]. На рис. 4, б представлена блок-схема Simulink-модели постоянного тока, где энергия, распределяемая по всем потребителям, однородна. Распределение входной электроэнергии по различным электроприёмникам предполагается с помощью статических преобразователей. Более подробное описание блоков представлено в работе [22].

В системах электроснабжения постоянного тока дизельный генератор подключен к распределительной сети через полупроводниковый выпрямитель, фотоэлектрические модули – через статические преобразователи [22, 23] с возможностями отслеживания их максимальной мощности в зависимости от инсоляции и температурного режима. По своим выходным характеристикам ФЭС могут замещаться управляемым источником тока. Дизельный генератор – источником напряжения.

При моделировании работа различных электроприёмников объектов в сельской местности учитывалась по различным фазам суток с интервалом в один час. Формирование графиков нагрузок осуществляется в соответствии с нормативными типовыми графиками реальных электрических нагрузок [24].

В конфигурации системы электроснабжения на переменном токе напряжение постоянного тока, генерируемое ФЭС, преобразуется в переменный ток сетевым инвертором и распределяется параллельно с ДЭС по всей сети. Параметры распределительной сети эквивалентированы активно-индуктивными сопротивлениями [25]. Фото-электростанция извлекает максимальную мощность из фотоэлектрической матрицы на напряжении 500 В постоянного тока, инвертирует напряжение 500 В до уровня 220 В переменного однофазного тока, а затем подает его в распределительную сеть.

Результаты исследования

В этом разделе авторы путём моделирования сопоставляют обозначенные варианты микросетей постоянного или переменного тока. Имитационная модель позволяет исследовать режимы автономных систем электроснабжения переменного или постоянного тока в принятом масштабе времени: сутки соответствуют времени моделирования 10 с. Экономическое обоснование проекта принимается по максимальному сроку службы генерирующего оборудования, в частности, фотоэлектрических преобразователей – 20 лет. Срок службы ДЭС определяется количеством моточасов эксплуатации дизельных генераторов. С учётом резерва дизельных генераторов в составе ДЭС, реальных условий их эксплуатации, их оптимальной загрузки, планового ремонта и обслуживания период эксплуатации ДЭС принят близким к сроку ФЭС. С учётом данных условий, а также информации, приведённой в табл. 3, в пакете MS Excel рассчитываются главные технико-экономические параметры систем электроснабжения, приведённые в табл. 4.

Таблица 4. Техничко-экономические показатели вариантов исполнения фото-дизельной станции, полученные по результатам моделирования

Table 4. Simulation results of the technical and economic indicators of the options of the photo-diesel plant configuration

Номер Number	Инвестиции, тыс. р. Investments, ths. rub.	Снижение вред- ных выбросов, т/год Mitigation of atmospheric pollu- tants, t/year	Снижение тарифа, % Decreasing of tariff, %	ЧПС, тыс. р. NPV, ths. rub.	КИУМ, % ICUF, %
1	12 000	1,1	9,3	8 000	17,7
2	21 000	5,5	17	10 200	22

Одними из основных индикаторов сопоставления вариантов систем электроснабжения являются чистая приведённая стоимость (ЧПС) и КИУМ (англ. ICUF – Installed Capacity Utilization Factor). КИУМ – коэффициент использования установленной мощности, энергетического оборудования. Определяется как отношение фактической выработки энергии к теоретической, по выражению:

$$КИУМ = \frac{W}{P_{уст} \cdot T}, \quad (9)$$

где W – объём энергии, произведенный составной частью гибридной электростанции (ФЭС), за отсчетный период времени, [кВт·ч]; $P_{уст}$ – установленная мощность составной части гибридного комплекса, [кВт]; T – отсчетный период времени, [ч].

Исходя из расчётов (7)–(9), а также других технико-экономических показателей, сформирована табл. 4, в которой 1 – фото-дизельная система электроснабжения на переменном токе, 2 – на постоянном токе, авторы подчёркивают, что с точки зрения затрат минусом системы электроснабжения постоянного тока являются значительные инвестиции на СНЭЭ. Доля СНЭЭ может составлять более 40 % от суммарных инвестиций в проект. Преимуществом обоих вариантов конфигурации является конкурентная особенность, позволяющая получать более дешёвую электроэнергию по сравнению с растущими розничными ценами на электроэнергию. Прирост КИУМ в варианте 2 вызван большим уровнем генерации от ФЭС, который не имеет ограничения из соображений устойчивости параллельной работы сетевого инвертора ФЭС с ДЭС.

Одним из главных условий алгоритма интеллектуального управления режимами ДЭС, ФЭС и СНЭЭ в гибридной системе электроснабжения является оптимизация нагрузки ДЭС на определённом участке установленной мощности. Линейное возрастание абсолютного расхода дизельного топлива, а также линейное убывание удельного расхода аппроксимировано с помощью функции корреляционно-регрессионного анализа MS Excel, уровень достоверности которого близок к единице. По данным корреляционно-регрессионного анализа авторы рассчитали величины абсолютного расхода топлива, которые учитываются в дальнейших расчётах, в частности в зависимости (10).

Стандартная финансовая модель проектов основана на оценке ЧПС. Инвестор принимает инвестиционный проект только в том случае, если у проекта ЧПС больше или, по крайней мере, равен нулю. ЧПС, равный нулю, означает, что инвестор получает ту же норму прибыли, что и в случае других возможных альтернативных инвестиций и, следовательно, ЧПС, равный нулю, представляет собой границу для принятия решения. Данное условие является определяющим в вопросе снижения стоимости 1 кВт·ч электроэнергии, а также в вопросе декарбонизации окружающей среды. Аналитическая зависимость ЧПС определена с помощью следующего выражения:

$$\begin{aligned} \text{ЧПС} &= \sum_{t=1}^T \text{ДП}_t \cdot (1 + r\%)^{-t} = \\ &= \sum_{t=1}^T (p_{new,t} \cdot Q_t + S_t - E_t) \cdot (1 + IRR)^{-t} = 0, \quad (10) \end{aligned}$$

где t – текущий год эксплуатации проекта; ДП_t – генерируемый денежный поток текущего года эксплуатации [тыс. р.]; $r\%$ – ставка дисконтирования, которая рассчитывается по модели CAPM (англ. Capital Asset Pricing Model) либо как ставка кредита нефинансовым организациям по данным Центрального банка России; $p_{new,t}$ – новая цена электроэнергии для конкретного потребителя в году t [р./кВт·ч]; Q_t – количество энергии, потребляемое нагрузкой [кВт·ч/год]; S_t – выгоды от интеграции ФЭС (субсидия, сокращение затрат на топливо, сокращение потерь на передачу электроэнергии, продажа излишков электроэнергии в сеть, снижение вредных выбросов и др.) [р.]; E_t – проектные издержки в год t [р.]; IRR – внутренняя норма доходности (англ. IRR – Internal Rate of Return); T – временной горизонт проекта [лет].

Но формулу (10) можно применять в обратном порядке, например, чтобы установить ЧПС проекта на нуль (это определение IRR), а затем найти снижение цены на электроэнергию. Эта цена представляет собой выгоду от интеграции ФЭС (снижение затрат на топливо, уменьшение потерь при передаче и др.). В ходе моделирования общее количество домохозяйств ежегодно не изменялось, но учитывалась годовая индексация цен на дизельное топливо в показателе E_t (рис. 2). Численное моделирование зависимости (10) в пакете MS Excel показало снижение тарифа в варианте переменного тока с 44,9 до 40,7 р/кВт·ч, тогда как система на постоянном токе достигла результата 37,3 р/кВт·ч.

Показатели снижения тарифа на электроэнергию и уровня выбросов в атмосферу производных продуктов углеводородистого энергоносителя не могут рассматриваться в полной картине анализа без технических улучшений, особенно при возрастающих требованиях к энергетической безопасности. Микросеть постоянного тока с централизованным аккумулированием электроэнергии является не самыми дешёвым вариантом для децентрализованных районов часто стагнирующей инвестиционной средой, что предполагает взвешенные решения по выбору конфигурации микросетей.



Рис. 5. Результаты технических показателей компьютерного моделирования
Fig. 5. Results of technical indicators in Matlab/Simulink model

Тем не менее, на основании технических показателей рис. 5, можно заключить что их улучшение, а также повышение энергетической безопасности АСЭС могут определить выбор проекта системы с ФЭС с перспективой его выполнения на постоянном токе. В частности, спроектированная фото-дизельная система электроснабжения переменного тока с максимально допустимым падением напряжения в 10 % при питании только от ДЭС не обеспечивает требований ГОСТ на качество электроэнергии. Исследование по падению напряжения (δU_y) проводилось в конце участка ВЛ. При переводе фото-дизельной системы электроснабжения на постоянный ток падение напряжения на ВЛ дополнительно снижается, что позволит увеличить допустимое расстояние транспортировки электроэнергии при прочих равных условиях. Авторы подчёркивают, что данные по уровню δU_y , данные по потерям электроэнергии в проводниках ($\Delta P_{\text{л}}$) получены в условиях переменных нагрузок для различных сезонов года, что не было учтено в предыдущих работах [26, 27].

С точки зрения энергетической безопасности АСЭС постоянного тока обладает существенным преимуществом по сравнению с системой переменного тока, заключающемся в отсутствии необходимости синхронизации между опорным энергоисточником – дизельной электростанцией и сетевым инвертором ФЭС. Это исключает необходимость учитывать так называемое искусственное ограничение на выработку мгновенной мощности ФЭС, к примеру, когда летняя или весенняя инсоляция максимальны, а электропотребление минимально. Это ограничение необходимо для обеспечения условия устойчивости между опорным и вспомогательными источниками [28], что, безусловно, снижает генерацию и, соответственно, КИУМ энергоисточника ВИЭ в системе электроснабжения переменного тока.

Заключение

В данной работе сравниваются фото-дизельные системы электроснабжения постоянного и переменного тока для электрификации удалённых сельских районов с точки зрения затрат, эффективности и энергетической безопасности.

Исследование показало, что потери мощности в распределительных сетях, а также потери при преобразовании электроэнергии являются значительными

величинами в микросетях и составляют одну из важнейших частей операционных издержек при эксплуатации. При переходе с переменного тока на постоянный потери мощности в распределительных сетях рассматриваемого примера удалось сократить на 6,8 %, падение напряжения – на 3 %.

За счёт сокращения этапов преобразования электроэнергии и отсутствия реактивной мощности в сети постоянного тока фото-дизельные системы экономически перспективны для электрификации удалённых регионов. Экономическая эффективность дизельной электрической станции достигается оптимальной загрузкой в результате интеллектуального управления режимами генерирующих установок и СНЭЭ. Управление позволило уменьшить стоимость 1 кВт·ч электроэнергии с 40,7 р/кВт·ч на переменном токе до 37,3 р/кВт·ч на постоянном, что на 8,4 % эффективнее.

Оптимизация режима дизельной электрической станции позволила снизить уровень вредных выбросов в атмосферу: углекислый газ, диоксид азота, гидрокарбонаты. Большая энергетическая безопасность систем постоянного тока, а также гибкость построения таких конфигураций в сочетании с улучшенными технико-экономическими характеристиками способна привлечь на себя внимание владельцев дизельных электрических станций в муниципалитетах или иных заинтересованных инвесторов.

Результаты подчеркнули сущность разницы обеспечения стабильности поставки электрической энергии в вариантах постоянного и переменного токов: конфигурация сети переменного тока напрямую зависит от работоспособности опорного источника через сетевой инвертор. Безусловно, это является большой уязвимостью системы переменного тока с сетевым инвертором. Учитывая выводы работы [29], вопрос энергетической безопасности способен сменить вектор предпочтений потребителей, обеспокоенных вопросом стабильности и безопасности поставок электроэнергии, в сторону постоянного тока.

Также авторы выделяют возможные пути развития и совершенствования систем постоянного тока с использованием инверторных дизельных электрических станций на переменной частоте вращения, а также с рассмотрением комбинированных систем накопления электрической энергии для компенсации пиковой мощности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лукутин Б.В. Интеллектуальные системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 115 с.
2. Драчёв В. Три солнечные электростанции общей мощностью 45 МВт запустили в Бурятии // ТАСС. 2019. URL: <https://tass.ru/ekonomika/7056227> (дата обращения 14.12.2019).
3. Шамуков Р. Две солнечные электростанции запустили в Чите // ТАСС. 2019. URL: <https://tass.ru/ekonomika/7065192> (дата обращения 14.12.2019).
4. Интернет-портал общества ТЭК. В арктическом поселке Тикси смонтировали первую ветроустановку // EnergyLand.info. 2018. URL: <http://energyland.info/news-showtek-alternate-175862> (дата обращения 14.12.2019).
5. Марцинкевич Б. Развитие ВИЭ энергетики в России // Геоэнергетика.ру. 2019. URL: <http://geoenergetics.ru/2019/09/27/razvitiye-vie-energetiki-v-rossii/> (дата обращения 14.12.2019).
6. Opiyo N.N. A comparison of DC- versus AC-based minigrids for cost-effective electrification of rural developing communities // Energy Reports Journal. – 2019. – V. 5. – P. 398–408. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.04.001>.
7. AC and DC technology in microgrids: a review / E. Planas, J. Andreu, J.I. Gárate, I.M. Alegría, E. Ibarra // Renewable and Sustainable Energy Reviews Journal. – 2015. – V. 43. – P. 726–449. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.067>.
8. Суржикова О.А. Проблемы и основные направления развития электроснабжения удаленных и малонаселенных потребителей России // Вестник науки Сибири. – 2012. – № 3 (4). – С. 103–108. URL: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/16065> (дата обращения 14.12.2019).
9. World Energy Outlook // IEA. 2018. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018> (дата обращения 14.12.2019).
10. Энергоснабжение изолированных территорий в России и мире / В. Гимади, А. Курдин, Д. Нестер, А. Амирагян, О. Колобов, С. Пих, И. Поминова, А. Мартынюк, А. Кутузова // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Энергетический бюллетень. – 2017. – № 51. – С. 14–18.
11. Пятков П.Ю. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях. – Екатеринбург: Изд-во: УрГУПС, 2009. – 36 с.
12. Цены на солярку: полный абсурд и наглость // Авто Mail.ru. 2011. URL: https://auto.mail.ru/article/34055-ceny_na_solyarku_polnyi_absurd_i_naglost/ (дата обращения 14.12.2019).
13. Мордюшенко О. Дизель разогревает цены // Газета КОММЕРСАНТЪ. 2017. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3408522> (дата обращения 14.12.2019).
14. Fairley P. DC versus AC: the second war of currents has already begun [in my view] // IEEE Power and Energy Magazine. – 2012. – V. 10 (6). – P. 102–104.
15. Opiyo N.N. Droop control methods for PV-based minigrids with different line resistances and impedances // Sustainable Energy Grids Netw. – 2018. – V. 9 (6). – P. 101–112.
16. Vallve X., Serrasolses J. Design and operation of a 50 kWp PV rural electrification project for remote sites in Spain // Sol. Energy Journal. – 1997. – V. 59. – P. 111–119.
17. Vossos V., Pantano S., Heard R. DC Appliances and DC power distribution // A bridge to the future net zero energy homes. – Berkeley, California: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2017. – P. 1–14.
18. Jones A.D., Underwood C.P. A thermal model for photovoltaic systems // Solar Energy. – 2001. – V. 70 (4). – P. 349–359.
19. Liu B.Y.H., Jordan R.C., Daily insolation on surfaces tilted towards the equator // ASHRAE Journal. – 1961. – V. 3. – P. 53–59.
20. Shepard C.M. Design of primary and secondary cells. P. 2. An equation describing battery discharge // Journal of Electrochemical Society. – 1965. – V. 112. – P. 657–664.
21. Обухов С.Г., Плотников И.А. Имитационная модель режимов работы автономной фотоэлектрической станции с учетом реальных условий эксплуатации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 6. – С. 38–51.
22. Lukutin B., Muravyev D. Stand-alone power supply system with DC photo-diesel source // E3S Web of Conferences. – 2019. – V. 114. – P. 1–6.
23. Лукутин Б.В., Муравьев И.О., Плотников И.А. Децентрализованные системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 100 с.
24. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 48 с.
25. Lukutin B.V., Shandarova E.B., Makarova A.F., Shartsman I.B. Effect of distributed photovoltaic generation on the voltage magnitude in a self-contained power supply system // IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – Tomsk, 2016. – Vol. 127. – P. 1–7.
26. Пашкевич Р.И., Павлов К.А. Математическое моделирование комбинированной дизель-солнечной электростанции для децентрализованного электроснабжения потребителей // Электрические станции. Возобновляемая энергетика – 2019. – № 9. – С. 30–35.
27. Лаврик А.Ю., Жуковский Ю.Л., Максимов Н.А. Определение оптимального состава резервируемой гибридной ветро-солнечной электростанции // Промышленная энергетика – 2019. – № 10. – С. 47–53.
28. Дмитриенко В.Н., Лукутин Б.В. Методика оценки энергии солнечного излучения для фотоэлектростанции // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 5. – С. 49–55.
29. Киушкина В.Р. Повышение энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения регионов северных территорий и арктических зон (на примере Республики Саха (Якутия)): дис. ... д-ра техн. наук. – Нерюнгри, 2019. – 400 с.

Поступила 17.12.2019 г.

Информация об авторах

Лукутин Б.В., доктор технических наук, профессор отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Муравьев Д.И., аспирант отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 621.311.001.57, 338.001.36

PROSPECTS FOR DECENTRALIZED DC SYSTEMS WITH DISTRIBUTED SOLAR GENERATION

Boris V. Lukutin¹,
lukutin48@mail.ruDmitry I. Muravyev¹,
dim15@tpu.ru¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to extend options for stand-alone power supply systems. Photovoltaic is a part of a government decree related to the ratification by Russia of the Paris climate agreement of 23.09.19. DC power supply systems with the integration of renewable energy sources for decentralized consumers can be the preferred alternative to AC. By using this, that most of the Paris Climate Agreement obligations would be met, as well as requirements for improving energy safety.

The main aim of the research is improving the quality of electric energy in 0,4 kV distribution networks, decarbonizing the environment from hydrocarbon pollutions, increasing the energy security of a stand-alone power supply system by increasing the contribution to the energy balance of renewable energy resources, as well as reducing the cost of generated electric energy, in the frame of transition from AC to DC.

Methodology. Due to the complexity of the full-scale study of electric power systems with the generation of various physical nature, the following research tools were identified: mathematical modelling with subsequent computer implementation in high-level software systems. Among the extensive range of software tools, MatLab meets the most complete simulation conditions, in particular, its Simulink modelling application with support for transient tracking – the SimPowerSystems library.

Results. The authors have developed the software tool that allows simulating the operating modes of photo-diesel power supply systems, including generation with current power consumption and insolation in order to determine the rational technical and economic parameters of hybrid generating systems; identified the criteria for the feasibility and effectiveness of designing photo-diesel systems with DC for power supply to rural settlements; proposed new technological solutions to improve energy safety and technical and economic indicators of stand-alone power supply systems and the options of using smart algorithms with adaptive properties that provide improved technical and economic characteristics of the electric power system.

Key words:

Stand-alone power supply systems, microgrids, photo-diesel systems, direct and alternating current systems, distributed generation.

REFERENCES

- Lukutin B.V. *Intellektualnye sistemy elektrosnabzheniya s vetrovyimi i solnechnymi elektrostantsiyami* [Smart power systems with wind and solar power plants]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 2015. 114 p.
- Drachev V. *Tri solnechnye elektrostancii obshey moshchnostu 45 MVt zapustili v Buryatii. 2019* [Three solar power plants with a total capacity of 45 MW were launched in Buryatia. 2019]. Available at: <https://tass.ru/ekonomika/7056227> (accessed 14 December 2019).
- Shamukov R. *Dve solnechnye elektrostanebii zapustili v Chite. 2019* [Two solar power plants were launched in Chita. 2019]. Available at: <https://tass.ru/ekonomika/7065192> (accessed 14 December 2019).
- V arkticheskom poselke Tiksi smontirovali pervuyu vetroustanovku. 2018* [The first wind turbine was installed in the Arctic village Tiksi. 2018]. Available at: <http://energyland.info/news-show-tek-alternate-175862> (accessed 14 December 2019).
- Marcinkevich B. *Razvitie VIE energetiki v Rossii. 2019* [Development of renewable energy in Russia. 2019]. Available at: <http://geoenergetics.ru/2019/09/27/razvitie-vie-energetiki-v-rossii/> (accessed 14 December 2019).
- Opiyo N.N. A comparison of DC- versus AC-based minigrids for cost-effective electrification of rural developing communities. *Energy Reports Journal*, 2019, vol. 5, pp. 398–408.
- Planas E., Andreu J., Gárate J.I., Alegria I.M., Ibarra E. AC and DC technology in microgrids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews Journal*, 2015, vol. 43, pp. 726–449.
- Surzhikova O.A. Problemy i osnovnye napravleniya razvitiya elektroosnabzheniya udalennykh i malochislennykh potrebiteley Rossii [Problems and main directions of development of power supply to remote and sparsely populated consumers of Russia]. *Bulletin of the Science in Siberia*, 2012, no. 3 (4), pp. 103–108.
- IEA. *World Energy Outlook 2018*. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018> (accessed 14 December 2019).
- Gimadi V., Kurdin A., Nester D., Amiragyan A., Kolobov O., Pikh S., Pominova I., Martynyuk A., Kutuzova A. *Energosnabzhenie izolirovannykh territoriy v Rossii i mire* [Energy supply of isolated territories in Russia and the world]. *Analytical Center under the Government of the Russian Federation. Energy Bulletin*, 2017, no. 51, pp. 14–18.
- Pyatkov P.Y. *Poteri moshchnosti i elektroenergii v elektricheskikh setyakh* [Electrical and power losses in electrical networks]. Yekaterinburg, UrGUPS Publ., 2009. 36 p.
- Avtonovosti, 2011. Tseny na solyarku: polniy absurd i naglost* [Automobile news, 2011. Prices of diesel fuel: complete absurdity and impudence]. Available at: https://auto.mail.ru/article/34055-ceny_na_solyarku_polnyi_absurd_i_naglost/ (accessed 14 December 2019).
- Gazeta Kommersant, 2017. Dizel razogrevaet tseni: toplivo dorozhayet iz-za remontov NPZ* [The newspaper Kommersant, 2017. Diesel heats up prices: the cost of fuel is higher due to refinery repairs]. Available at: <https://www.kommersant.ru/doc/3408522> (accessed 14 December 2019).
- Fairley P. DC versus AC: the second war of currents has already begun [in my view]. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2012, vol. 10 (6), pp. 102–104.
- Opiyo N.N. Droop control methods for PV-based minigrids with different line resistances and impedances. *Sustainable Energy Grids Netw*, 2018, vol. 9 (6), pp. 101–112.
- Vallve X., Serrasolses J. Design and operation of a 50 kWp PV rural electrification project for remote sites in Spain. *Sol. Energy Journal*, 1997, vol. 59, pp. 111–119.
- Vossos V., Pantano S., Heard R. DC Appliances and DC power distribution. *A bridge to the future net zero energy homes*. Berkeley, California, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), 2017. pp. 1–14.

18. Jones A.D., Underwood C.P. A thermal model for photovoltaic systems. *Solar Energy*, 2001, vol. 70 (4), pp. 349–359.
19. Liu B.Y.H., Jordan R.C., Daily insolation on surfaces tilted towards the equator. *ASHRAE Journal*, 1961, vol. 3, pp. 53–59.
20. Shepard C.M. Design of primary and secondary cells. P. 2. An equation describing battery discharge. *Journal of Electrochemical Society*, 1965, vol. 112, pp. 657–664.
21. Obukhov S.G., Plotnikov I.A. Simulation model of operation of autonomous photovoltaic plant under actual operating conditions. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328. 6, pp. 38–51. In Rus.
22. Lukutin B., Muravyev D. Stand-alone power supply system with DC photo-diesel source. *E3S Web of Conferences*, 2019, vol. 114, pp. 1–6.
23. Lukutin B.V., Muravlev I.O., Plotnikov I.A. *Sistemi elektrosnabzheniya s vetrovimi i solnechnimi elektrostanciyami* [Power supply systems with wind and solar power plants]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. house, 2015. 100 p.
24. RD 34.20.185-94. *Instruktsiya po proektirovaniyu gorodskikh elektricheskikh setey* [Instructions for the design of urban electrical networks]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1995. 49 p.
25. Lukutin B.V., Shandarova E.B., Makarova A.F., Shartsman I.B. Effect of distributed photovoltaic generation on the voltage magnitude in a self-contained power supply system. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*. Tomsk, 2016. Vol. 127, pp. 1–7.
26. Pashkevich P.I., Pavlov K.A. Matematicheskoe modelirovanie kombinirovannoy dizel-solnechnoy elektrostantsii dlya detsentralizovannogo elektrosnabzheniya potrebitel'ey [Mathematical modeling of a combined diesel-solar power station for decentralized power supply to consumers]. *Power Station. Renewable energy*, 2019, no. 9, pp. 30–35.
27. Lavrik A.U., Zhukovskiy U.L., Maksimov N.A. Opredelenie optimal'nogo sostava rezerviruemyy gibridnoy vetro-solnechnoy elektrostantsii [Determination of the optimal composition of the reserved hybrid wind-solar power station]. *Industrial energy*, 2019, no. 10, pp. 47–53.
28. Dmitrienko V.N., Lukutin B.V. Method for estimating solar radiation energy for photovoltaic plants. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 6, pp. 49–55. In Rus.
29. Kiushkina V.R. *Povyshenie energeticheskoy bezopasnosti detsentralizovannykh zon elektrosnabzheniya regionov severnykh territoriy i arkticheskikh zon (na primere Respubliki Sakha (Yakutiya))*. Dis. Dokt. nauk [Improving the energy security of decentralized power supply zones of the regions of the northern territories and the Arctic zones (on the example of the Republic of Sakha (Yakutia)). Dr. Diss.]. Nerungri, 2019. 400 p.

Received: 17 December 2019.

Information about the authors

Boris V. Lukutin, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Dmitry I. Muravyev, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.