

ЭНЕРГЕТИКА

Научная статья

УДК 621.316.1

EDN: ZWSVER

DOI: 10.21285/1814-3520-2024-2-261-271



Управление напряжением в низковольтных распределительных сетях в условиях внедрения домашних зарядных станций электромобилей

В.А. Воронин^{1✉}, Ф.С. Непша²^{1,2}Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева, Кемерово, Россия²ООО «РТСофт - Смарт Грид», Москва, Россия

Резюме. Целью работы является изучение влияния домашних зарядных станций электромобилей на отклонение напряжения в пригородной распределительной сети 0,4 кВ. В качестве объекта исследования выбрана трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ и распределительная сеть 0,4 кВ, обеспечивающая электроснабжение 114 частных жилых домов. Для оценки влияния домашних зарядных станций на отклонение напряжения была разработана стохастическая квазидинамическая модель электрической сети на языке программирования Python с использованием библиотеки pandapower. Данная модель позволяет моделировать суточные профили электропотребления и напряжения при различном количестве и точках подключения домашних зарядных станций с учетом случайного характера поведения владельцев электромобилей. Для поддержания уровня напряжения в допустимых пределах в работе рассмотрены использование инверторов бортовых зарядных устройств электромобилей в качестве источников реактивной мощности и смещение времени начала заряда электромобилей на ночные часы. По результатам моделирования показано, что при наличии домашней зарядной станции у 30% потребителей пригородной распределительной сети 0,4 кВ загрузка головного участка питающей линии может кратковременно приближаться к 100%, а глубина отрицательных отклонений напряжения превышать 20%. Установлено, что вольт-вар (Volt-Var) регулирование напряжения бортовыми зарядными устройствами электромобилей позволяет значительно сократить отклонения напряжения в распределительной сети (снижение продолжительности отклонений напряжения ниже -5%: с 27,3% до 12,9%) при несущественном влиянии на продолжительность заряда электромобилей. Полученные в настоящем исследовании результаты могут быть использованы при перспективном планировании развития распределительных электрических сетей в условиях широкого распространения электромобилей.

Ключевые слова: электромобили, электрозарядные станции, распределенные энергетические ресурсы, качество электроэнергии, электрический режим, имитационное моделирование

Финансирование. Исследование выполнено при финансовой поддержке государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (№ 075-03-2024-082-2).

Для цитирования: Воронин В.А., Непша Ф.С. Управление напряжением в низковольтных распределительных сетях в условиях внедрения домашних зарядных станций электромобилей // iPolytech Journal. 2024. Т. 28. № 2. С. 261–271. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-2-261-271>. EDN: ZWSVER.

POWER ENGINEERING

Original article

Voltage control in low-voltage distribution networks in the context of introducing home charging stations for electric vehicles

Vyacheslav A. Voronin^{1✉}, Fedor S. Nepsha²^{1,2}T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, Kemerovo, Russia²LLC «RTSoft – Smart Grid», Moscow, Russia

Abstract. In this work, we investigate the effect of home charging stations for electric vehicles on voltage deviations in a 0.4 kV suburban distribution network. A 10/0.4 kV transformer substation and a 0.4 kV distribution network, supplying electricity to 114 private residential buildings, were selected as the research objects. In order

to assess the effect of home charging stations on voltage deviations, a stochastic quasi-dynamic model of the electrical network was developed in the Python programming language using the Pandapower library. This model allows daily profiles of power consumption and voltage to be simulated at various numbers and connection points of home charging stations, taking the random behavior of electric vehicle owners into account. For maintaining the voltage level within the permissible limits, inverters for on-board chargers of electric vehicles in terms of reactive power sources and the shift of the charging start time to the night hours are considered. According to the simulation results, when 30% of 0.4 kV suburban distribution network consumers use a home charging station, the load on the main section of the supply line can briefly approach 100% and the depth of negative voltage deviations can exceed 20%. The Volt-Var control by on-board chargers of electric vehicles was established to reduce significantly voltage deviations in the distribution network (reducing the duration of voltage deviations below -5% , i.e., from 27.3 to 12.9%) with an insignificant effect on the charge duration of electric vehicles. The results obtained can be used in the long-term planning of distribution electric networks in the context of a widespread use of electric vehicles.

Keywords: electric vehicles, electric charging stations, distributed energy resources, power quality, electric mode, simulation modeling

Funding. The research was funded by the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (no. 075-03-2024-082-2).

For citation: Voronin V.A., Nepsha F.S. Voltage control in low-voltage distribution networks in the context of introducing home charging stations for electric vehicles. *iPolytech Journal*. 2024;28(2):261-271. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2024-2-261-271>. EDN: ZWSVER.

ВВЕДЕНИЕ

По данным информационно-аналитического агентства «Автостат», на конец 2023 г. парк легкового электротранспорта (ЭТ) России практически достиг отметки в 40 тыс. Средний годовой цепной темп роста за период 2018–2023 гг. составил 162,38%. При сохранении текущих темпов роста к концу 2030 г. количество ЭТ в России может превысить отметку в 1 млн шт. Однако более вероятно постепенное замедление темпов роста рынка ЭТ. При использовании среднемировых темпов роста в 145,51% (за период с 2010 по 2022 г. по данным IEA) для прогноза количества электромобилей в России к 2030 г. получено значение в 541 тыс. шт., что соответствует инерционному сценарию прогноза потребления электротранспортных средств в Российской Федерации согласно Концепции по развитию производства и использования электрического автомобильного транспорта в РФ на период до 2030 года³.

Вместе с развитием рынка ЭТ ожидается увеличение нагрузки на энергосистему. На основе данных «Автостат» о марочном составе парка электромобилей России на 2023

год⁴, технических параметров электромобилей (по данным портала ev-database⁵) и данных о среднегодовом пробеге транспортных средств⁶ авторами получена ориентировочная оценка годового электропотребления парка ЭТ России в 2030 г. порядка 1,35 млрд кВт·ч (при количестве ЭТ – 541 тыс. шт.), что составляет только 0,12% уровня годового потребления ЕЭС в 2023 г.

Согласно Концепции³ сбалансированный сценарий развития инфраструктуры электрозарядных станций (ЭЗС) потребует наличия в количестве 10 электромобилей на 1 зарядный порт, 60% которых являются портами ЭЗС «медленного» типа. Тогда к 2030 г. электрозарядная инфраструктура может насчитывать порядка 54,1 тыс. зарядных портов. Если принять мощность зарядных портов «медленного» и «быстрого» типа, соответственно, 22 кВт и 50 кВт, то установленная мощность зарядной инфраструктуры будет порядка 2 ГВт, что составляет всего 1,25% пиковой мощности ЕЭС в 2023 г. С учетом коэффициента одновременности максимумов нагрузки [1] доля ЭЗС в пиковой мощности ЕЭС в 2030 г. может составлять всего порядка 0,25%.

³О концепции по развитию производства и использования электрического автомобильного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года от 23 августа 2021 - docs.cntd.ru. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/608396540> (дата обращения: 11.08.2023).

⁴Стали известны самые распространенные электромобили и гибриды в России. Режим доступа: <https://www.avtoestat.ru/infographics/55682/> (дата обращения: 29.12.2023).

⁵EV Database. Режим доступа: <https://ev-database.org/cheatsheet/energy-consumption-electric-car> (дата обращения: 06.10.2023).

⁶Положение Банка России от 04.03.2021 № 755-П «О единой методике определения размера расходов на восстановительный ремонт в отношении поврежденного транспортного средства» (с изменениями и дополнениями) // ГАРАНТ. Режим доступа: <https://base.garant.ru/400921665/> (дата обращения: 19.11.2023).

Таким образом, влияние электрозарядной инфраструктуры на ЭЭС в целом и электросетевой комплекс 35 кВ и выше в ближайшие годы окажется несущественным. Но в то же время ЭЭС могут значительно повлиять на пропускную способность и качество электроэнергии в распределительных сетях 0,4–10 кВ.

Отдельно следует отметить домашний заряд электромобилей. По данным «Автостат»⁷, 64,3% владельцев ЭТ имеют домашнюю зарядную станцию. Максимум потребления ЭЭС, как правило, приходится на вечерние часы (время возвращения владельцев электромобилей с работы) и совпадает с максимумом потребления городских центров питания [2], что может привести к перегрузкам распределительных сетей 0,4–10 кВ и снижению качества электроэнергии. В работе [3] на основании результатов моделирования была показана высокая вероятность возникновения недопустимых отклонений напряжения в распределительной сети 10 кВ при наличии ЭЭС. В [4] показано, что при наличии зарядных станций у 60% потребителей низковольтной распределительной сети отклонения напряжения в среднем могут составлять порядка -9%, кратковременно достигая значений -20% и более.

Однако широкое распространение электромобилей является не только серьезным вызовом для существующих распределительных сетей, но и потенциальной возможностью использования инвертеров ЭТ для управления электрическими режимами, что позволит не только исключить негативные эффекты внедрения электрозарядной инфраструктуры, но и откроет новый инструмент для управления качеством электроэнергии. Как отмечается в работе [5], в настоящее время инверторы ЭЭС, как правило, работают при $\cos\varphi = 1$. Однако инвертор способен как потреблять, так и генерировать реактивную мощность. В соответствии со стандартом IEEE 1547-2018 интеллектуальные инверторы распределенных энергетических ресурсов должны обладать возможностью участвовать в управлении напряжением распределительной сети. Регулирование напряжения инверторами возможно в четырех

режимах: поддержание постоянного коэффициента мощности; $\cos\varphi$ -Ватт регулирование (поддержание коэффициента мощности в зависимости от величины активной мощности инвертора); вольт-вар регулирование; вольт-ватт регулирование.

Целью настоящей работы является исследование загрузки пригородных распределительных сетей 0,4 кВ при внедрении домашних зарядных станций электромобилей, а также оценка эффективности использования вольт-вар регулирования инвертеров ЭТ для ограничения отклонений напряжения.

Проблеме использования электромобилей для компенсации реактивной мощности (КРМ) посвящено множество работ. Например, в [6] показано, что КРМ с помощью ЭТ позволяет наиболее эффективно ограничивать провалы напряжения по сравнению с алгоритмами интеллектуального планирования очередности заряда ЭТ и V2G для распределительной сети среднего напряжения.

В [7] рассмотрен иерархический алгоритм оптимального регулирования напряжения и реактивной мощности в сети с помощью инвертеров ЭТ и солнечных панелей совместно с традиционными средствами управления. На основании результатов имитационного моделирования показано, что использование вольт-вар регулирования инвертерами ЭТ и солнечными панелями при оптимальной динамической настройке параметров вольт-вар характеристик позволяет снизить потери мощности и отклонения напряжения в распределительной сети.

В работе [8] рассмотрена разработка бортового зарядного устройства ЭТ с возможностью КРМ. Авторы отмечают, что разработанная система управления не создает дополнительных гармонических искажений, не оказывает негативного эффекта на срок службы батареи ЭТ и может быть использована для динамической КРМ.

В [9] рассмотрено использование медленных ЭЭС для компенсации реактивной мощности для разгрузки силового трансформатора. Судя по данным исследований авторов этого литературного источника, предложенный подход позволяет увеличить срок службы трансформатора примерно на 49%.

⁷Стало известно, где владельцы электромобилей их заряжают. Режим доступа: <https://www.autostat.ru/infographics/56483/> (дата обращения: 30.12.2023).

В работе [10] показано, что участие ЭТ в КРМ позволяет снизить потери мощности в сети на 26,3%.

МЕТОДОЛОГИЯ

В качестве объекта исследования выбрана трансформаторная подстанция (ТП) 10/0,4 кВ и распределительная сеть 0,4 кВ. Потребителями ТП являются 114 частных жилых домов. Мощность трансформатора ТП составляет 400 кВ·А. Распределительная сеть 0,4 кВ представлена двумя фидерами (32 и 82 потребителя на каждом, соответственно), выполненными проводом марки А-35.

Для моделирования электропотребления частных жилых домов был использован открытый набор данных «The Individual Household Electric Power Consumption» (IHEPС) из UCI Machine Learning Repository, включающий в себя измерения активной и реактивной мощностей домохозяйства за период в четыре года с шагом в одну минуту. При моделировании суточного электропотребления для каждого жилого дома случайным образом выбирался суточный график из датасета IHEPС. Для приведения коэффициента загрузки распределительной сети к наблюдаемым значениям график потребления IHEPС умножался на корректирующий коэффициент. При подборе величины корректирующего коэффициента учитывалось, что средний коэффициент загрузки силовых трансформаторов 6(10)/0,4 кВ

пригородных и сельских электрических сетей составляет порядка 18,8%, варьируясь в достаточно широких пределах от 2,9% до 38,6% по данным исследования [11].

Для моделирования поведения ЭТ использована имитационная модель, разработанная в среде AnyLogic, которая позволяет моделировать цикл суточного перемещения электромобилей в ГИС пространстве города, а также разряд и заряд их батарей. Подробное описание данной модели приведено в работе [12]. На рис. 1 показана суточная гистограмма моментов подключения и отключения ЭТ от ЭЗС, полученная по результатам моделирования в AnyLogic. При моделировании принято, что ЭТ ставятся на заряд в вечернее время при возвращении с работы, а снимаются с заряда в утренние часы. Чтобы учесть случайный характер зарядного поведения, постановка ЭТ на заряд по приезду в домашний район происходит с вероятностью, обратно пропорциональной текущему уровню заряда батареи ЭТ, но при уровне заряда ниже критического (принят равным 25% [13, 14]) вероятность составляет 100% [15].

Емкость батарей ЭТ принята равной 71 кВт·ч. При моделировании заряда ЭТ учитывалось изменение КПД заряда от 0,95 до 0,72 при снижении зарядного тока [16], а также зависимость зарядного тока от уровня заряда батареи (типовая кривая зарядного тока принята по данным работы [17]). Но-

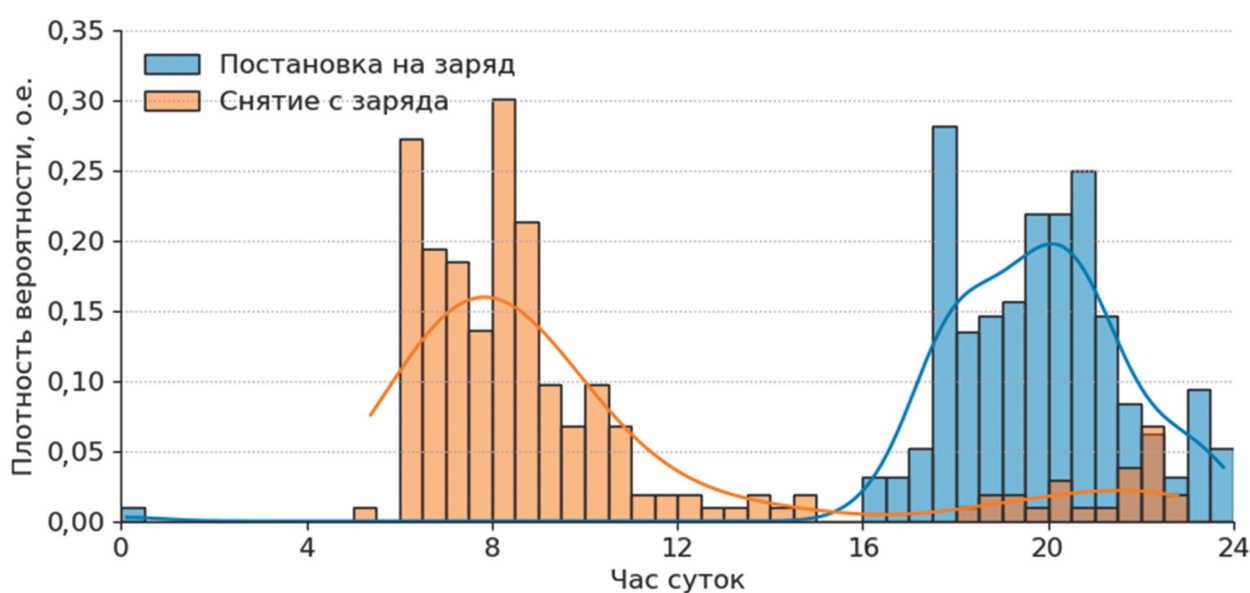


Рис. 1. Гистограмма моментов постановки и снятия электротранспорта с заряда

Fig. 1. Histogram of the moments when electric vehicles arrive at the charging stations to be charged and depart from the charging stations

минальная мощность домашней зарядной станции принята равной 3,3 кВт.

Моделирование электропотребления ЭЗС выполнено следующим образом: для каждого домохозяйства с ЭЗС определяется время постановки и снятие с заряда ЭТ (рис. 1) и начальный заряд батареи; если ЭТ подключено к ЭЗС, то величина зарядной мощности, потребляемой из сети, определяется номинальной мощностью домашней зарядной станции; при достижении уровня заряда батареи 100%-й заряд ЭТ завершается.

Для расчета электрического режима распределительной сети использовано стохастическое квазидинамическое моделирование несимметричного электрического режима. Расчеты выполнены на языке программирования Python с использованием библиотеки pandapower. При каждом прогоне модели выполняется расчет электрического режима в течение 24 ч с шагом в 15 мин. Для учета стохастического характера изменения электропотребления при каждом прогоне модели профили потребления жилых домов формируются случайным образом в соответствии с алгоритмом, описанным выше. Узлы подключения ЭЗС также выбираются случайным образом при каждом прогоне модели. Всего выполнено 25 прогонов модели.

Количество ЭЗС в распределительной сети определяется в соответствии с заданной долей внедрения ЭЗС, под которой понимается относительное количество домохозяйств, имеющих ЭЗС в рассматриваемой сети. В настоящей работе моделирование выполнено при доле внедрения ЭЗС в 10, 20 и 30%, что для рассматриваемого объекта соответствует 12, 23 и 34 домохозяйствам с ЭЗС из 114, соответственно.

Моделирование электрического режима рассмотрено для четырех вариантов:

- а) при отсутствии ЭЗС;
- б) при наличии ЭЗС без регулирования реактивной мощности;
- в) при наличии ЭЗС с регулированием реактивной мощности;
- г) при наличии ЭЗС с отложенным зарядом.

Для регулирования реактивной мощности с помощью инверторов ЭТ рассмотрен локальный метод управления, при котором величина реактивной мощности инвертора определяется на основании вольт-вар характеристики. Ограничение отрицательных отклонений напряжения при использовании вольт-вар регулирования достигается как за счет выдачи в сеть реактивной мощности инвертором ЭТ, так и за счет ограничения активной мощности заряда (для исключения

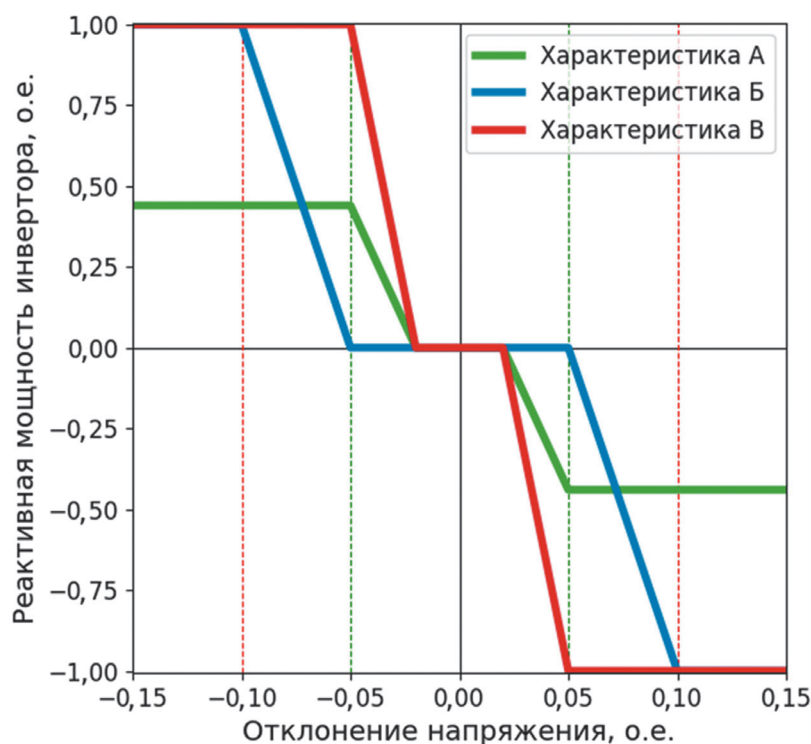


Рис. 2. Вольт-вар характеристики инверторов электротранспорта
Fig. 2. Volt-Var characteristics of electric transport inverters

перегрузки инвертора). Моделирование выполнено для трех вариантов вольт-вар характеристики (рис. 2):

- характеристика А имеет следующие параметры: мертвая зона при δU от -2 до +2%; максимум реактивной мощности при δU в $\pm 5\%$; максимальная реактивная мощность составляет 44% номинальной полной мощности инвертора, что соответствует минимальным требованиям к инверторам категории В согласно IEEE 1547-2018;

- характеристика Б: мертвая зона при δU от -5 до +5%; максимум реактивной мощности при δU в $\pm 10\%$; максимальная реактивная мощность составляет 100% номинальной полной мощности инвертора;

- характеристика В аналогична характеристике А, но с максимальной реактивной мощностью в 100% номинальной полной мощности инвертора.

Для моделирования отложенного заряда ЭТ принято допущение, что владельцы ЭТ планируют заряд таким образом, чтобы он происходил в ночную зону суток согласно интервалам тарифных зон суток для населения, оплачивающих электроэнергию по дифференцированным тарифам. В настоящей работе ночная зона суток принята с 23:00 до 07:00.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

На рис. 3 приведена схема моделируемой распределительной сети, цветовым градиентом показан уровень напряжения и загрузка ветвей в часы максимума потребления при доле внедрения ЭЗС – 30% (на схеме показаны положения только тех ЭЗС, которые потребляют мощность в рассматриваемом шаге моделирования).

Загрузка трансформатора ТП и головного участка воздушной линии (Ф-1 0,4 кВ) исследуемой распределительной сети показана на рис. 4. На графиках приведены распределения коэффициентов загрузки электросетевого оборудования в течение суток, усредненные по всем прогонам модели. Числами отмечены средние максимумы загрузки для рассмотренных вариантов управления зарядом.

На рис. 5 приведены профили изменения напряжения в сети 0,4 кВ от ТП до наиболее удаленного потребителя. На графиках показаны значения среднего минимума напряжения, полученные усреднением по всем прогонам модели.

На рис. 6 показана относительная продолжительность отрицательных отклонений напряжения ниже -5% и -10%, соответственно, в интервале моделирования (1 день) на выводах наиболее удаленного потребителя.

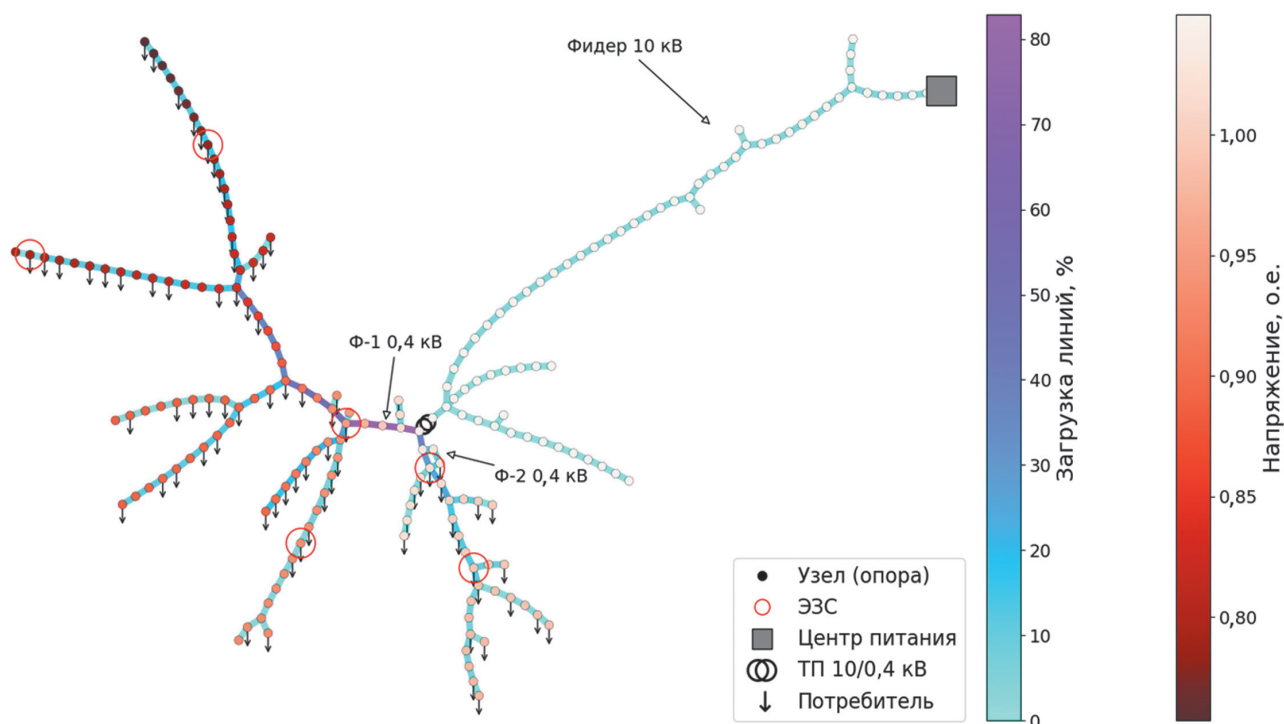


Рис. 3. Расчетная схема распределительной сети

Fig. 3. Distribution network design diagram

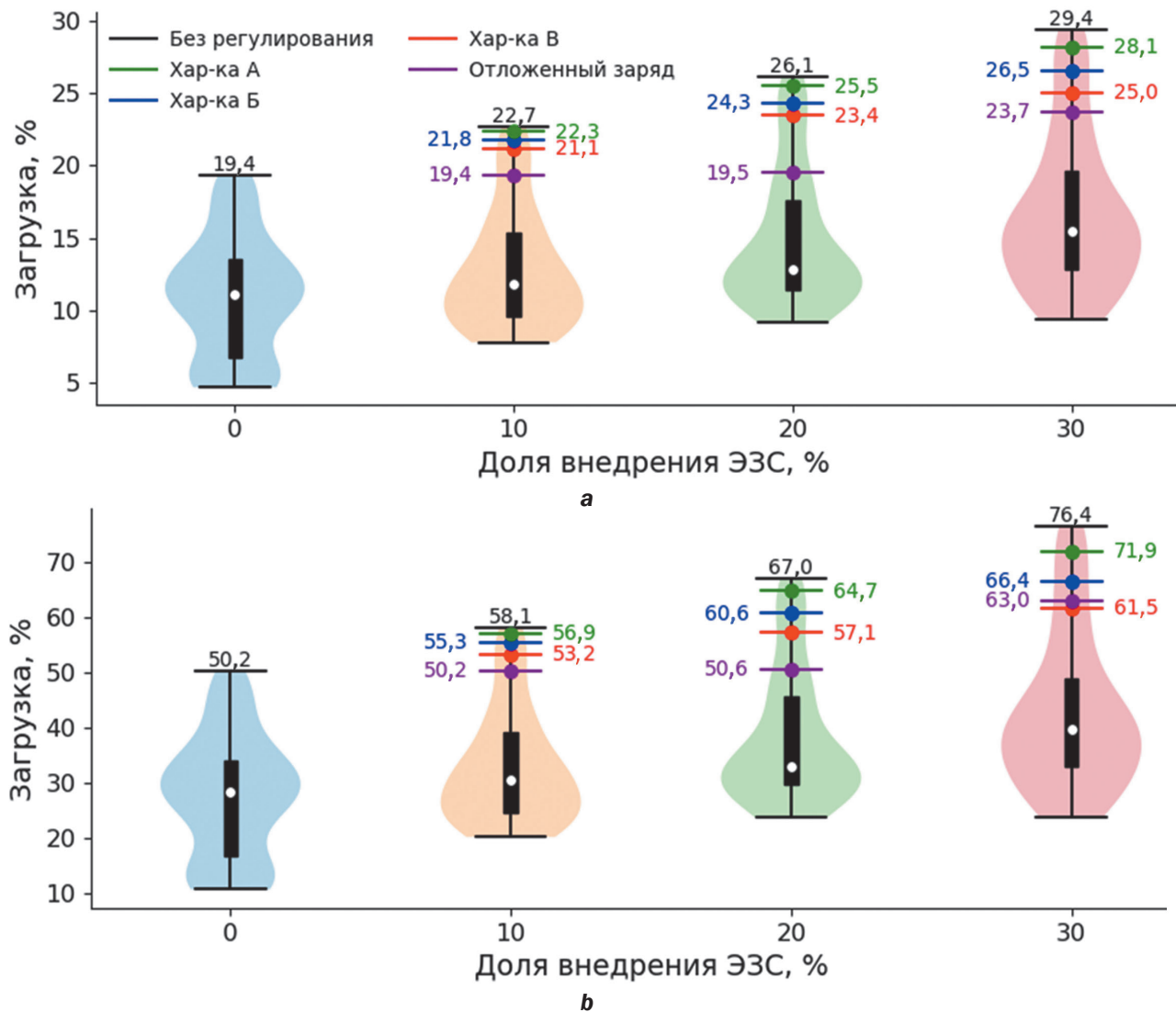


Рис. 4. Загрузка элементов моделируемой распределительной сети: а – трансформатора; б – головного участка воздушной линии (Ф-1 0,4 кВ)
Fig. 4. Loading elements of the simulated distribution network: a) transformer; b) head section of the overhead line (F-1 0.4 kV)

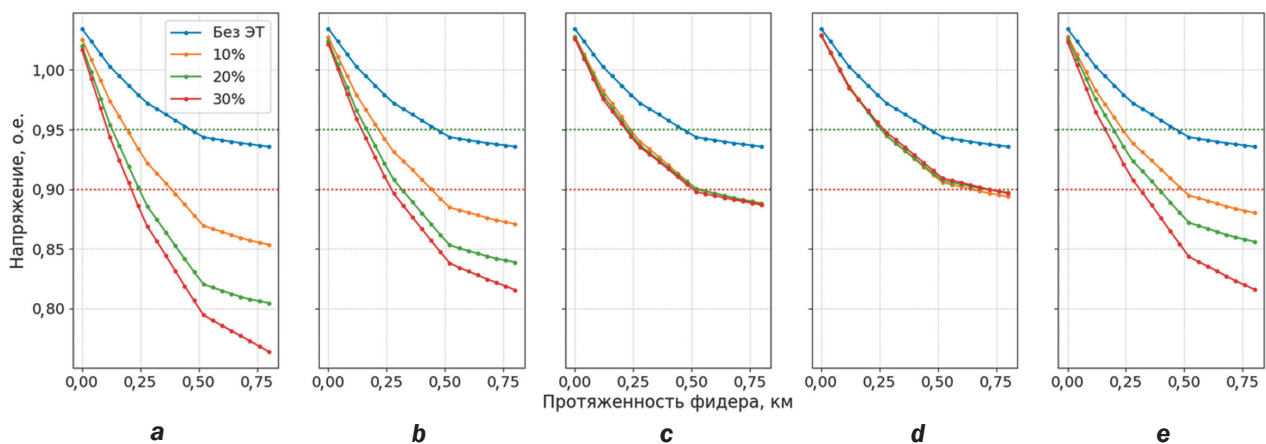


Рис. 5. Профили изменения напряжения в моделируемой распределительной сети: а – без регулирования; б – характеристика А; с – характеристика Б; d – характеристика В; e – отложенный заряд
Fig. 5. Voltage change profiles in the simulated distribution network: a – control free; b – characteristic A; c – characteristic B; d – characteristic B; e – delayed charge

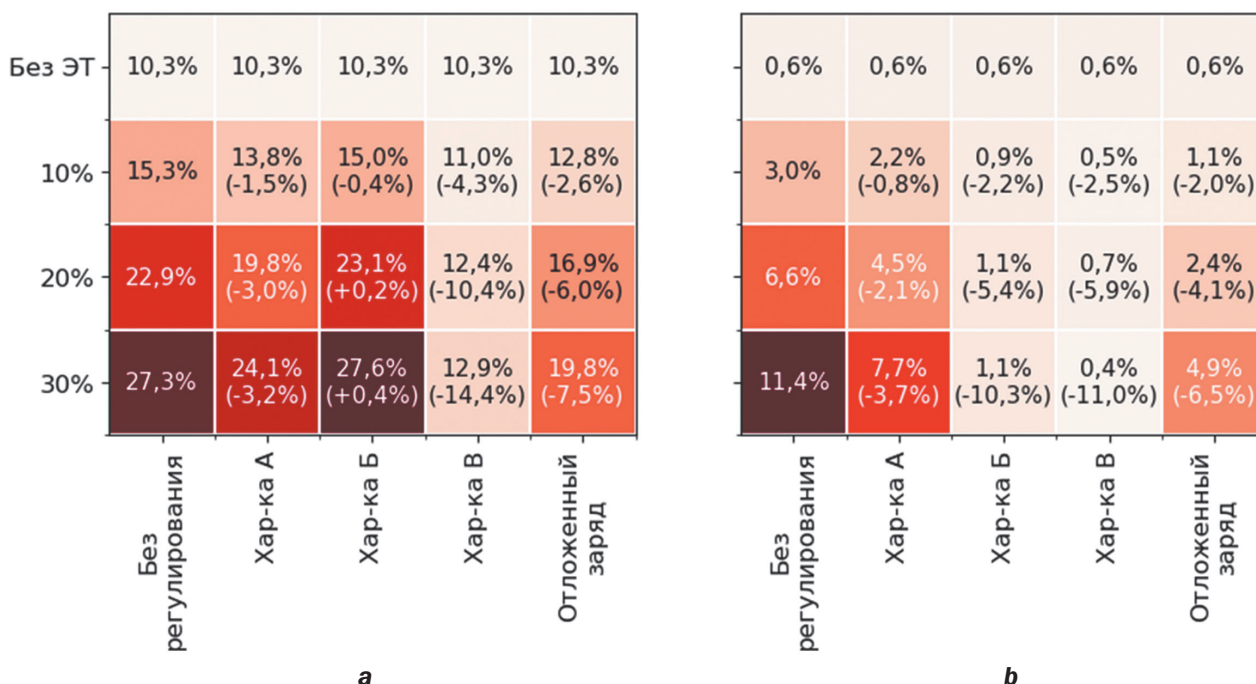


Рис. 6. Относительная продолжительность отклонений напряжения ниже -5% (а) и -10% (б)

Fig. 6. Relative duration of voltage deviations below -5% (a) and -10% (b)

Среднее отклонение уровня заряда ЭТ при реализации рассмотренных методов управления зарядом составило:

- а) -0,28% при вольт-вар регулировании по характеристике А;
- б) -0,49% при вольт-вар регулировании по характеристике Б;
- в) -1,29% при вольт-вар регулировании по характеристике В;
- г) -8,00% при отложенном заряде.

ОБСУЖДЕНИЕ

Как следует из полученных результатов расчета, домашние зарядные станции оказывают значительное влияние на загрузку и качество электроэнергии в распределительной сети 0,4 кВ. Согласно приказу Министерства энергетики РФ от 28.08.2023 № 690⁸ в сетях 35 кВ и ниже напряжение в точках присоединения к электрической сети потребителей в части отклонений напряжения определяется п. 136 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем⁹, а именно должно находиться

в диапазоне $\pm 5\%$ в течение не менее 95% времени интервала в 24 ч и не должно выходить за границы в $\pm 10\%$. Недопустимые отрицательные отклонения напряжения у наиболее удаленного потребителя даже при отсутствии заряда ЭТ (см. рис. 6, «Без ЭТ») обусловлены исчерпанием возможностей традиционных средств регулирования напряжения (переключение без возбуждения трансформаторов ТП, регулировка переключения под напряжением трансформаторов центра питания). Проблема отклонений напряжения в пригородных и сельских сетях 0,4 кВ отмечается многими авторами (например, в работах [18, 19]), а появление домашних ЭЗС в таких сетях может существенно усугубить данную проблему.

Уже при доле ЭЗС в 10% продолжительность отклонений напряжения ниже -10% увеличивается до 3%, а при доле в 30% до 11,4% интервала моделирования в 1 день (см. рис. 6).

Наиболее «слабым» элементом распределительной сети оказались воздушные ли-

⁸Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 28.08.2023 № 690 «Об утверждении требований к качеству электрической энергии, в том числе распределению обязанностей по его обеспечению между субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии».

⁹Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 (ред. от 31.01.2024) «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

нии 0,4 кВ, средний максимум загрузки которых возрастает до 76,4% при доле ЭЗС в 30% при загрузке трансформатора в 29,4% (см. рис. 4).

Отложенный заряд является достаточно эффективным способом ограничения загрузки электросетевого оборудования. Как следует из рис. 4, смещение времени заряда ЭТ на 23:00 позволяет практически полностью устранить рост среднего максимума загрузки линий и трансформатора при доле ЭЗС до 20% и значительно ограничить средний максимум загрузки при доле ЭЗС в 30%. Однако отложенный заряд показал меньшую эффективность в снижении отклонений напряжения. При доле ЭЗС в 30% отложенный заряд позволяет в среднем снизить длительность отклонений напряжения ниже -5% и -10% на 7,5 и 6,5% соответственно (см. рис. 6).

Вольт-вар регулирование напряжения инверторами позволяет существенно снизить отклонения напряжения в распределительной сети. Из трех рассмотренных характеристик наилучший результат был получен для варианта В. При доле ЭЗС в 30% среднее снижение длительности отклонений напряжения ниже -5% и -10% составило 14,4% и 11,0% соответственно (в 1,8 раз больше отложеного заряда). Характеристика Б имеет сопоставимый эффект с характеристикой А в сокращении продолжительности отклонений напряжения ниже -10%, но не позволяет устранить отклонения напряжения ниже -5%. Характеристика А за счет ограниченного максимума реактивной мощности инвертора показала в 3-4 раза худшие результаты по сравнению с характеристикой В.

Исходя из полученных результатов можно сделать вывод, что существующие сети 0,4 кВ пригородов могут не иметь достаточного запаса по пропускной способности для широкого внедрения домашних зарядных станций электромобилей, что может привести к недопустимым отрицательным отклонениям напряжения. Смещение заряда ЭТ на ночные часы только частично решает данную проблему и приводит к «недозаряду» батарей ЭТ за счет ограничения длительности заряда. Использование инверторов ЭТ для компенсации реактивной мощности

при соответствующем подборе вольт-вар характеристики позволяет в существенной степени сократить продолжительность отрицательных отклонений напряжения и средний максимум загрузки распределительной сети. Рассматриваемая система управления инвертором является локальной и поэтому не требует наличия единого контроллера и системы связи. Простота реализации является важным преимуществом при организации управления зарядом ЭТ на домашних зарядных станциях в частных домах. В связи с этим, по мнению авторов, реализация вольт-вар регулирования напряжения инверторами ЭТ является наиболее рациональным способом повышения качества электроэнергии в распределительных сетях пригородов.

Вместе с тем при управлении крупными зарядными хабами или большим количеством маломощных зарядных станций, расположенных в непосредственной близости (например, подземный паркинг в жилом комплексе), может оказаться целесообразной реализация централизованных и децентрализованных систем управления зарядом с контролем загрузки силового трансформатора и ограничением зарядной мощности ЭЗС при возникновении риска перегрузки электросетевого оборудования, что может позволить решить проблему с недостатком свободной мощности для технологического присоединения ЭЗС [20].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе рассмотрена проблема влияния домашних зарядных станций электромобилей на загрузку и отклонения напряжения в пригородной распределительной сети 0,4 кВ. На основании результатов квазидинамического моделирования несимметричного электрического режима установлено, что при увеличении количества потребителей с ЭЗС на 1% средний максимум загрузки силового трансформатора ТП повышается в среднем на 0,33%, а головного участка воздушной линии на 0,83%. При этом время отрицательных отклонений напряжения ниже -10% может достигать 11,4% интервала моделирования в 1 день.

На основании сравнительного анализа рассмотренных мероприятий по управле-

нию зарядом ЭТ выявлено, что наиболее эффективным способом ограничения отрицательных отклонений напряжения является вольт-вар регулирование инверторов бортовых зарядных устройств ЭТ. В работе показано, что при использовании вольт-вар характеристики по типу В (см. рис. 2) удастся в существенной степени снизить продолжи-

тельность отрицательных отклонений напряжения и средний максимум загрузки распределительной сети.

Полученные результаты могут быть использованы при перспективном планировании развития распределительных электрических сетей в условиях широкого распространения электромобилей.

Список источников

1. Hecht C., Figgenger J., Sauer D.U. Simultaneity factors of public electric vehicle charging stations based on real-world occupation data // World Electric Vehicle Journal. 2022. Vol. 13. Iss. 7. P. 129. <https://doi.org/10.3390/wevj13070129>.
2. Hecht C., Figgenger J., Li Xiaohui, Zhang Lei, Sauer D.U. Standard load profiles for electric vehicle charging stations in Germany based on representative, empirical data // Energies. 2023. Vol. 16. Iss. 6. P. 2619. <https://doi.org/10.3390/en16062619>.
3. Шкитина Н., Акимов Д. Анализ влияния стохастической нагрузки электромобилей на распределительную сеть // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. № S1. С. 40–45. EDN: GZMBRZ.
4. Ahmed S.I., Salehfar H., Selvaraj D.F. Impact of electric vehicle charging on the performance of distribution grid // IEEE 12th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems. 2021. <https://doi.org/10.1109/PEDG51384.2021.9494268>.
5. Wang Shengyi, Du Liang, Li Yan. Decentralized Volt/Var control of EV charging station inverters for voltage regulation // IEEE Transportation Electrification Conference & Expo (Chicago, Illinois, 23–26 June 2020). Chicago: IEEE, 2020. P. 604–608. <https://doi.org/10.1109/ITEC48692.2020.9161713>.
6. Mukherjee B., Kariniotakis G., Sossan F. Smart charging, vehicle-to-grid, and reactive power support from electric vehicles in distribution grids: a performance comparison // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. 2021. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope52324.2021.9639954>.
7. Prabawa P., Choi Dae-Hyun. Hierarchical volt-var optimization framework considering voltage control of smart electric vehicle charging stations under uncertainty // IEEE Access. 2021. Vol. 9. P. 123398–123413. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3109621>.
8. Kisacikoglu M.C., Kesler M., Tolbert L.M. Single-phase on-board bidirectional PEV charger for V2G reactive power operation // IEEE Transactions on Smart Grid. 2015. Vol. 6. Iss. 2. P. 767–775. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2360685>.
9. Jain A., Karimi-Ghartemani M. Mitigating adverse impacts of increased electric vehicle charging on distribution transformers // Energies. 2022. Vol. 15. Iss. 23. P. 9023. <https://doi.org/10.3390/en15239023>.
10. Singh J., Tiwari R. Electric vehicles reactive power management and reconfiguration of distribution system to minimise losses // IET Generation, Transmission & Distribution. 2020. Vol. 14. Iss. 25. P. 6285–6293. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2020.0375>.
11. Наумов И.В., Карамов Д.Н., Третьяков А.Н., Якупова М.А., Федорова Э.С. Исследование загрузки силовых трансформаторов в системах сельского электроснабжения // Надежность и безопасность энергетики. 2021. Т. 13. № 4. С. 282–289. <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-282-289>. EDN: VAWHEZ.
12. Воронин В.А., Непша Ф.С. Мультиагентное моделирование развития электрозарядной инфраструктуры города Кемерово // Электроэнергия. Передача и распределение. 2023. № 3. С. 10–17. EDN: XVUSOW.
13. Xing Qiang, Chen Zhong, Zhang Ziqi, Wang Ruisheng, Zhang Tian. Modelling driving and charging behaviours of electric vehicles using a data-driven approach combined with behavioural economics theory // Journal of Cleaner Production. 2021. Vol. 324. P. 129243. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129243>.
14. Franke T., Krems J.F. Understanding charging behaviour of electric vehicle users // Transportation Research Part F: Traffic Psychology and Behaviour. 2013. Vol. 21. P. 75–89. <https://doi.org/10.1016/j.trf.2013.09.002>.
15. Tan Jiyuan, Liu Fuyu, Xie Na, Guo Weiwei, Wu Wenxiang. Dynamic pricing strategy of charging station based on traffic assignment simulation // Sustainability. 2022. Vol. 14. Iss. 21. P. 14476. <https://doi.org/10.3390/su142114476>.
16. Dahmane Y., Chenouard R., Ghanes M., Ruiz M.A. Optimal electric vehicle fleet charging management with a frequency regulation service // World Electric Vehicle Journal. 2023. Vol. 14. Iss. 6. P. 152. <https://doi.org/10.3390/wevj14060152>.
17. Leemput N., Geth F., Roy Juan Van, Olivella-Rosell P., Driesen J., Sumper A. MV and LV residential grid impact of combined slow and fast charging of electric vehicles // Energies. 2015. Vol. 8. Iss. 3. P. 1760–1783. <https://doi.org/10.3390/en8031760>.
18. Бородин М.В., Виноградов А.В., Голиков И.О., Лансберг А.А. Анализ показателей качества электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4 кВ и причин жалоб потребителей в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» // Научный журнал молодых ученых. 2022. № 3. С. 72–80.

19. Бухвал А.В., Юндин М.А. Анализ показателей качества электроэнергии в точках её передачи на напряжении 0,22 кВ // Вестник аграрной науки Дона. 2021. № 1. С. 51–58. EDN: XVOODS.
20. Voronin V.A., Nepsha F.S. Analysis of the efficiency of electric vehicle charging control in urban distribution grids // Belarusian-Ural-Siberian Smart Energy Conference. 2023. P. 109–114. <https://doi.org/10.1109/BUSSEC59406.2023.10296435>.

References

1. Hecht C., Figgenger J., Sauer D.U. Simultaneity factors of public electric vehicle charging stations based on real-world occupation data. *World Electric Vehicle Journal*. 2022;13(7):129. <https://doi.org/10.3390/wevj13070129>.
2. Hecht C., Figgenger J., Li Xiaohui, Zhang Lei, Sauer D.U. Standard load profiles for electric vehicle charging stations in Germany based on representative, empirical data. *Energies*. 2023;16(6):2619. <https://doi.org/10.3390/en16062619>.
3. Shkitina N., Akimov D. Analysis of electric vehicle stochastic load effect on distribution network. *Electric Power. Transmission and distribution*. 2021;S1:40-45. (In Russ.). EDN: GZMBRZ.
4. Ahmed S.I., Salehfar H., Selvaraj D.F. Impact of electric vehicle charging on the performance of distribution grid. In: *IEEE 12th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*. 2021. <https://doi.org/10.1109/PEDG51384.2021.9494268>.
5. Wang Shengyi, Du Liang, Li Yan. Decentralized Volt/Var control of EV charging station inverters for voltage regulation. In: *IEEE Transportation Electrification Conference & Expo*. 23–26 June 2020, Chicago, IL. Chicago: IEEE; 2020, p. 604-608. <https://doi.org/10.1109/ITEC48692.2020.9161713>.
6. Mukherjee B., Kariniotakis G., Sossan F. Smart charging, vehicle-to-grid, and reactive power support from electric vehicles in distribution grids: a performance comparison. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*. 2021. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope52324.2021.9639954>.
7. Prabawa P., Choi Dae-Hyun. Hierarchical volt-var optimization framework considering voltage control of smart electric vehicle charging stations under uncertainty. *IEEE Access*. 2021;9:123398-123413. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3109621>.
8. Kisacikoglu M.C., Kesler M., Tolbert L.M. Single-phase on-board bidirectional PEV charger for V2G reactive power operation. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2015;6(2):767-775. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2360685>.
9. Jain A., Karimi-Ghartemani M. Mitigating adverse impacts of increased electric vehicle charging on distribution transformers. *Energies*. 2022;15(23):9023. <https://doi.org/10.3390/en15239023>.
10. Singh J., Tiwari R. Electric vehicles reactive power management and reconfiguration of distribution system to minimise losses. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2020;14(25):6285-6293. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2020.0375>.
11. Naumov I.V., Karamov D.N., Tretyakov A.N., Yakupova M.A., Fedorinova E.S. Study of power transformer loading in rural power supply systems. *Safety & Reliability of Power Industry*. 2020;13(4):282-289. (In Russ.). <https://doi.org/10.24223/1999-5555-2020-13-4-282-289>. EDN: VAWHEZ.
12. Voronin V.A., Nepsha F.S. Multi-agent modeling of electric charging infrastructure development in the city of Kemerovo. *Electric Power. Transmission and distribution*. 2023;3:10-17. (In Russ.). EDN: XVUSOW.
13. Xing Qiang, Chen Zhong, Zhang Ziqi, Wang Ruisheng, Zhang Tian. Modelling driving and charging behaviours of electric vehicles using a data-driven approach combined with behavioural economics theory. *Journal of Cleaner Production*. 2021;324:129243. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129243>.
14. Franke T., Krems J.F. Understanding charging behaviour of electric vehicle users. *Transportation Research Part F: Traffic Psychology and Behaviour*. 2013;21:75-89. <https://doi.org/10.1016/j.trf.2013.09.002>.
15. Tan Jiyuan, Liu Fuyu, Xie Na, Guo Weiwei, Wu Wenxiang. Dynamic pricing strategy of charging station based on traffic assignment simulation. *Sustainability*. 2022;14(21):14476. <https://doi.org/10.3390/su142114476>.
16. Dahmane Y., Chenouard R., Ghanes M., Ruiz M.A. Optimal electric vehicle fleet charging management with a frequency regulation service. *World Electric Vehicle Journal*. 2023;14(6):152. <https://doi.org/10.3390/wevj14060152>.
17. Leemput N., Geth F., Roy Juan Van, Olivella-Rosell P., Driesen J., Sumper A. MV and LV residential grid impact of combined slow and fast charging of electric vehicles. *Energies*. 2015;8(3):1760-1783. <https://doi.org/10.3390/en8031760>.
18. Borodin M.V., Vinogradov A.V., Golikov I.O., Lansberg A.A. Analysis of electricity quality indicators in 0.4 kV distribution electrical networks and the reasons for consumer complaints in the branch of PJSC Rosseti Center – Orelenergo. *Nauchnyj zhurnal molodyh uchenykh*. 2022;3:72-80. (In Russ.).
19. Bukhval A.V., Yundin M.A. Analysis of some quality indicators electricity in the network 0.22 kV. *Don agrarian science bulletin*. 2021;1:51-58. (In Russ.). EDN: XVOODS.
20. Voronin V.A., Nepsha F.S. Analysis of the efficiency of electric vehicle charging control in urban distribution grids. In: *Belarusian-Ural-Siberian Smart Energy Conference*. 2023;109-114. <https://doi.org/10.1109/BUSSEC59406.2023.10296435>.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Воронин Вячеслав Андреевич,

к.т.н.,
старший научный сотрудник
Научно-исследовательской
лаборатории цифровой трансформации
предприятий минерально-сырьевого комплекса,
доцент кафедры электроснабжения горных
и промышленных предприятий,
Кузбасский государственный технический
университет имени Т.Ф. Горбачева,
650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28, Россия
✉ voroninva@kuzstu.ru
<https://orcid.org/0000-0002-7242-9100>

Непша Федор Сергеевич,

к.т.н.,
ведущий специалист Технической дирекции,
ООО «РТСофт – СГ»,
105264, г. Москва, ул. Верхняя Первомайская,
51, Россия;
старший научный сотрудник
Научно-исследовательской
лаборатории цифровой трансформации
предприятий минерально-сырьевого комплекса,
Кузбасский государственный технический
университет имени Т.Ф. Горбачева,
650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28, Россия
nepsha_fs@rtsoft.ru; nepshafs@gmail.com;
nepshafs@kuzstu.ru
<https://orcid.org/0000-0002-7468-2548>

Вклад авторов

Воронин В.А. – выполнение расчетов и анализ результатов, написание основного текста статьи. Непша Ф.С. – научное руководство, редаKTура.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Информация о статье

Статья поступила в редакцию 05.04.2024 г.; одобрена после рецензирования 06.05.2024 г.; принята к публикации 12.05.2024 г.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Vyacheslav A. Voronin,

Cand. Sci. (Eng.),
Senior Researcher at the Mining Industry
Digital Transformation Laboratory,
Associate Professor of the Department of Power
Supply of Mining and Industrial Enterprises,
T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University,
28 Vesennaya St., Kemerovo 650000, Russia
✉ voroninva@kuzstu.ru
<https://orcid.org/0000-0002-7242-9100>

Fedor S. Nepsha,

Cand. Sci. (Eng.),
Leading Specialist of the Technical Directorate,
LLC “RTSoft – SG”,
51 Verkhnyaya Pervomayskaya St., Moscow
105264, Russia,
Senior Researcher at the Mining Industry
Digital Transformation Laboratory,
T.F. Gorbachev Kuzbass State Technical University,
28 Vesennaya St., Kemerovo 650000, Russia
nepsha_fs@rtsoft.ru; nepshafs@gmail.com;
nepshafs@kuzstu.ru
<https://orcid.org/0000-0002-7468-2548>

Contribution of the authors

Voronin V.A. performed calculations and analyzed the research results, wrote the main text of the article. Nepsha F.S. performed scientific supervision and edited the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.

Information about the article

The article was submitted 05.04.2024; approved after reviewing 06.05.2024; accepted for publication 12.05.2024.