УДК 621.311, 621.331 DOI: 10.18324/2077-5415-2018-2-38-43

Применение накопителей энергии и управляемых установок распределенной генерации для снижения провалов напряжения в сетевом энергетическом кластере

Ю.Н. Булатов[1a], А.В. Крюков[2,3b], Нгуен Ван Хуан[3c]

[1]Братский государственный университет, ул. Макаренко 40, Братск, Россия
[2]Иркутский государственный университет путей сообщения, ул. Чернышевского 15, Иркутск, Россия
[3]Иркутский национальный исследовательский технический университет, ул. Лермонтова 83, Иркутск, Россия
[a]bulatovyura@yandex.ru, [b]and_kryukov@mail.ru, [c]huanco.k7a@gmail.com,
[a]https://orcid.org/0000-0002-3716-5357, [b]https://orcid.org/0000-0001-6543-1790,
[c]https://orcid.org/0000-0002-7321-3969
Статья поступила 16.04.2018, принята 27.04.2018

С развитием электроэнергетических систем (ЭЭС) становится более острой проблема накопления и хранения энергии, решить которую возможно путем создания накопителей энергии (НЭ) — реверсивных устройств для частичного или полного разделения во времени выработки и потребления энергии. Концепция интеллектуальных сетей (smart grid) предусматривает широкое применение установок распределенной генерации (РГ), которые могут работать на базе возобновляемых источников энергии параллельно с НЭ; при этом НЭ являются важными элементами интеллектуальных сетей и позволяют выполнять ряд полезных функций, таких как выравнивание графиков нагрузки, обеспечение бесперебойного питания особо важных потребителей, демпфирование колебаний мощности и частоты, обеспечение стабильной и устойчивой работы установок РГ, улучшение качества электроэнергии. Накопители на основе аккумуляторных батарей большой энергоемкости считаются достаточно перспективными для использования в интеллектуальных ЭЭС. В статье рассмотрены вопросы, связанные с использованием НЭ для электроснабжения нетяговых потребителей; при этом исследовалось влияние НЭ и алгоритмов регулирования напряжения и частоты установок РГ на снижение провалов напряжения в системе электроснабжения при нормальных и аварийных режимах. Исследования проводились в системе MATLAB на модели сетевого кластера, выполненного на основе вставки постоянного тока (ВПТ), связывающей нетяговых потребителей с установками РГ и НЭ с тяговой подстанцией 110/27,5/6,3 кВ. В результате компьютерного моделирования было выявлено, что использование постоянно подключенных НЭ на шинах постоянного тока ВПТ позволяет значительно уменьшить глубину провала напряжения у нетягового потребителя при временном отключении основного питания. Кроме того, применение прогностических алгоритмов управления по сравнению с традиционными позволяет снизить глубину провала напряжения, значительно уменьшить время переходного процесса и величину перерегулирования напряжения и частоты при временном отключении основного питания нетяговых потребителей, а также при удаленном трехфазном коротком замыкании.

Ключевые слова: накопитель энергии; распределенная генерация; прогностические алгоритмы управления; электроснабжение железных дорог; провал напряжения.

The use of energy storage devices and controlled distributed generation plants to reduce voltage dips in a network energy cluster

Yu.N. Bulatov[1a], A.V. Kryukov [2, 3b], Nguyen Van Huan [3c]

[1]Bratsk State University; 40, Makarenko St., Bratsk, Russia
[2]Irkutsk State Transport University; 15, Chernyshevsky St., Irkutsk, Russia
[3]Irkutsk National Research Technical University; 83, Lermontov St., Irkutsk, Russia
[a]bulatovyura@yandex.ru, [b]and_kryukov@mail.ru, [c]huanco.k7a@gmail.com,
[a]https://orcid.org/0000-0002-3716-5357, [b]https://orcid.org/0000-0001-6543-1790,
[c]https://orcid.org/0000-0002-7321-3969
Received 16.04.2018, accepted 27.04.2018

With the development of electric power systems (EPS), the problem of accumulation and storage of energy becomes more acute, which can be solved by creating energy storage devices (ESD) - reversible devices for partial or complete separation in time of energy generation and consumption. The concept of intelligent networks (smart grid) provides for a wide application of distributed generators (DG) that can operate on the basis of renewable energy sources in parallel with the ESD; while ESD are important elements of intelligent networks and allow performing a number of useful functions such as equalization of load schedules, ensuring uninterrupted power supply to critical consumers, damping of power and frequency variations, ensuring stable and stable operation of DG plants, improving the quality of electricity. The accumulators based on accumulator batteries of high energy intensity are considered quite promising for use in intellectual power plants. The article deals with the issues related to the use ESD for electricity supply to non-tiring consumers; at the same time, the influence of ESD and algorithms for regulating the voltage and frequency of the DG plants on reducing voltage

drops in the power supply system under normal and emergency conditions was investigated. The studies were carried out in the MATLAB system on the model of a network cluster based on a DC link (DCI) connecting non-tangential consumers with DG plants and ESD with a traction substation 110 / 27.5 / 6.3 kV. As a result of computer simulation, it was found that the use of permanently connected ESD on the DC buses of the DCI makes it possible to significantly reduce the depth of the voltage dips in the non-taut consumer at the time of switching off the main power. In addition, the use of predictive control algorithms in comparison with traditional allows to reduce the depth of voltage dips, significantly reduce the time of the transition process and the amount of over-regulation of voltage and frequency with the temporary shutdown of the main power supply of non-traction consumers, as well as with remote three-phase short circuit.

Keywords: energy store; distributed generation; prognostic control algorithms; power supply of railways; voltage dips.

Введение

С развитием электроэнергетических систем (ЭЭС), ростом мощностей агрегатов, генерирующих энергию, становится все более острой проблема накопления и хранения энергии. Решить эту проблему возможно путем создания накопителей энергии (НЭ) — реверсивных устройств для частичного или полного разделения во времени выработки и потребления энергии.

Переход электроэнергетики России на новую технологическую платформу основан на концепции интеллектуальных сетей (smart grid) [1–4]. Эта концепция предусматривает широкое применение установок распределенной генерации (РГ), которые могут работать на базе возобновляемых источников энергии параллельно с НЭ. При этом НЭ являются важными элементами интеллектуальных сетей и позволяют выполнять следующие функции [5–7]:

- выравнивание графиков нагрузки;
- обеспечение бесперебойного питания особо важных потребителей;
- демпфирование колебаний мощности и частоты;
- обеспечение стабильной и устойчивой работы децентрализованных и нетрадиционных источников, работающих как автономно, так и в составе ЭЭС;
- улучшение качества электроэнергии.

К настоящему времени создан широкий спектр накопителей, построенных на различных принципах [5]: гидравлические и пневматические аккумуляторы, маховики, сверхпроводящие индуктивные, емкостные и разнообразные электрохимические накопители.

Накопители на основе аккумуляторных батарей большой энергоемкости считаются достаточно перспективными для использования в интеллектуальных ЭЭС. В настоящее время проявляется повышенный интерес к литий-ионным аккумуляторным батареям ввиду их преимуществ перед другими типами НЭ [8].

В статье рассмотрены вопросы, связанные с использованием НЭ для электроснабжения нетяговых потребителей; при этом исследовалось влияние НЭ и алгоритмов регулирования напряжения и частоты установок РГ на снижение провалов напряжения в системе электроснабжения при нормальных и аварийных режимах.

Описание схемы и модели исследования. Исследования проводились применительно к системе электроснабжения железной дороги (СЭЖД), структурная схема которой представлена на рис. 1. При этом предполагалось формирование сетевого кластера — microgrid [9, 10]. НЭ в этом случае можно присоединять через отдельный инвертор и трансформатор или к вставке постоянного тока (ВПТ), как показано на рис. 1.

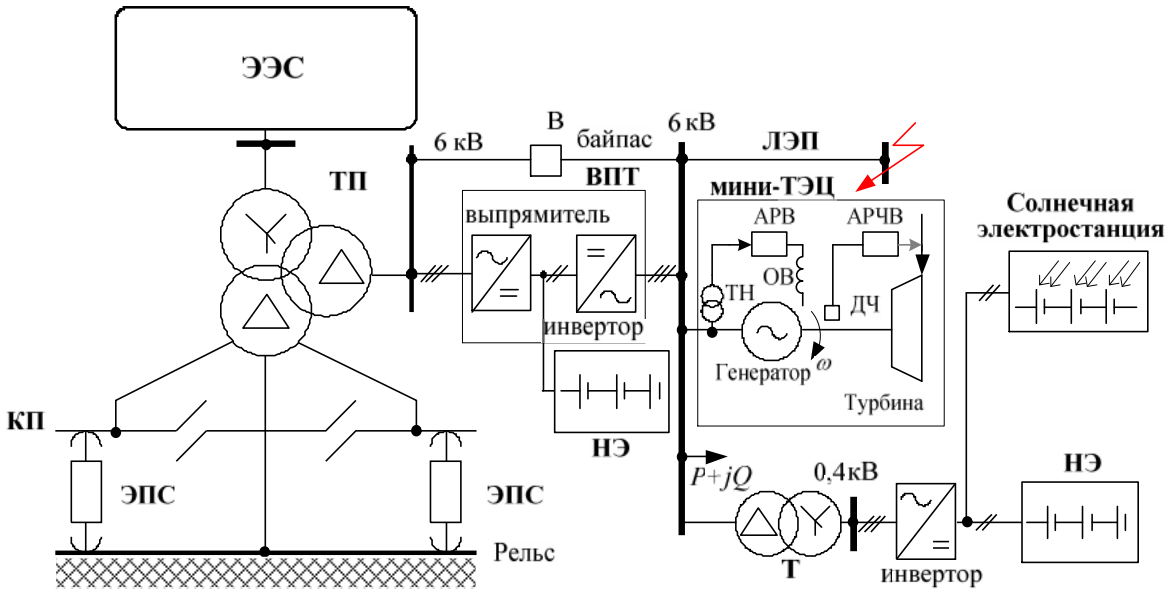

Рис. 1. Фрагмент системы электроснабжения железной дороги: ЭЭС — электроэнергетическая система; ЭПС — электроподвижной состав; КП — контактный провод; В — выключатель; ВПТ — вставка постоянного тока; ЛЭП — линия электропередачи; Т — трансформатор; АРВ — автоматический регулятор возбуждения; АРЧВ — автоматический регулятор частоты вращения; ДЧ — датчик частоты вращения; ОВ — обмотка возбуждения; ТН — трансформатор напряжения; НЭ — накопитель электроэнергии

Заряд НЭ в исследуемой СЭЖД может осуществляться от тяговой сети и (или) установок распределенной генерации — мини-ТЭЦ и солнечной электростанции.

Исследования проводились в системе MATLAB. Моделировался отдельный район электроснабжения (РЭС) нетяговых потребителей с суммарной мощностью 5,5 МВ·А, присоединенный к тяговой подстанции через ВПТ и включающий следующие установки РГ: турбогенератор мини-ТЭЦ мощностью 2,5 МВ·А и напряжением 6 кВ; солнечная электростанция мощностью 1 МВт.

Эффективность работы турбогенератора мини-ТЭЦ в составе сетевого кластера повышалась за счет применения метода согласованной настройки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ) [9, 11, 12], а также за счет прогностических алгоритмов регулирования [13–20].

Накопители электроэнергии моделировались стандартным блоком Battery пакета SimPowerSystems системы MATLAB; используемый при этом тип батареи — литий-ионная. Мощность НЭ составляла по 2,5 МВт. Модель исследования в системе MATLAB представлена на рис. 2.

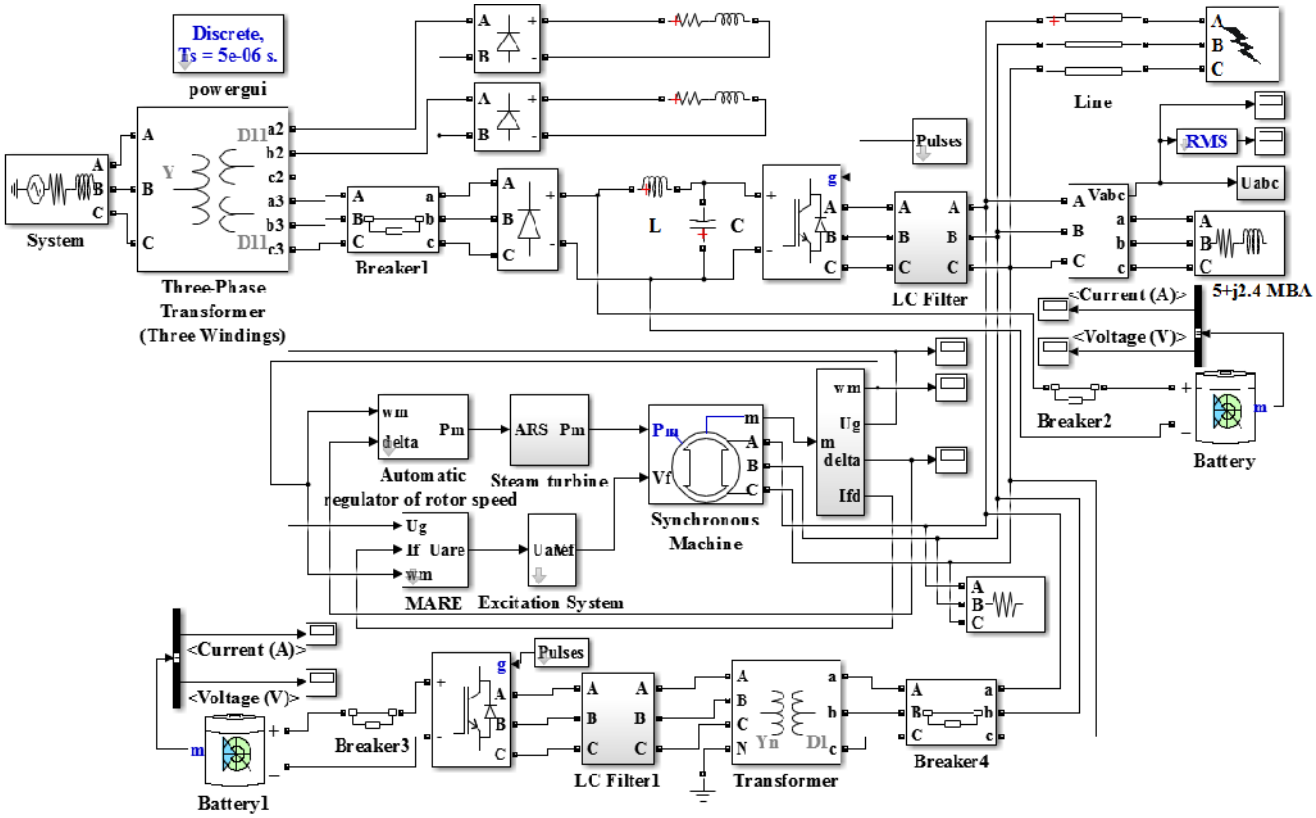

Рис. 2. Схема исследуемой модели СЭЖД в MATLAB

Моделирование и описание результатов экспериментальных исследований. Провал напряжения моделировался путем отключения основного питания РЭС нетяговых потребителей в момент времени 8 с и его подключения через 0,5 с, а также при удаленном коротком замыкании (КЗ) длительностью 0,5 с. Рассматривались следующие режимы работы сетевого кластера: без использования и с использованием НЭ; при постоянно подключенных НЭ или подключаемых при снижении напряжения. Кроме этого исследовалось совместное влияние на провал напряжения НЭ и прогностических алгоритмов регулирования, реализованных в АРЧВ [16]. Результаты моделирования представлены на рис. 3, 4, 5, 6 и в таблице 1.

Таблица 1

Результаты моделирования провала напряжения при отключении основного питания РЭС

Режим работы сетевого кластера	$\delta U_{П}^{ср}$, %	$\delta U_{П}^{max}$, %
1. Без использования НЭ с согласованно настроенными АРВ и АРЧВ	47,6	69,8
2. Без использования НЭ с согласованно настроенными АРВ и автопрогностическим АРЧВ	42,1	57,1
Снижение глубины провала напряжения при использовании автопрогностического АРЧВ, %	**5,5**	**12,7**
3. С использованием НЭ, подключаемых при отключении основного питания	15,1	14,3
Снижение глубины провала напряжения при подключении НЭ, %	**27**	**42,8**
4. С использованием постоянно подключенных НЭ	0	0

Примечание. $\delta U_{П}^{ср}$ — средняя глубина провала напряжения; $\delta U_{П}^{max}$ — максимальная глубина провала напряжения.

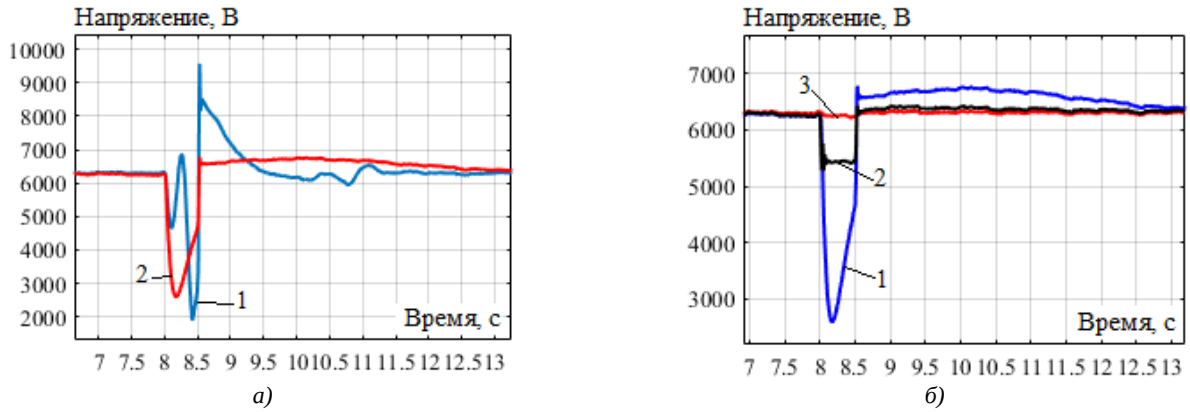

Рис. 3. Осциллограммы действующего значения напряжения на шинах нетягового потребителя при отключении основного питания РЭС: *а* — без использования НЭ (1 — согласованно настроенные АРВ и АРЧВ турбогенератора; 2 — согласованно настроенные АРВ и автопрогностический АРЧВ турбогенератора); *б* — применялся автопрогностический АРЧВ (1 — без использования НЭ; 2 — с использованием НЭ, подключаемых при отключении основного питания; 3 — с использованием постоянно подключенных НЭ)

Рис. 4. Осциллограммы частоты вращения ротора турбогенератора установки РГ при отключении основного питания РЭС: 1 — согласованно настроенные АРВ и АРЧВ турбогенератора, но без использования НЭ; 2 — согласованно настроенные АРВ и автопрогностический АРЧВ турбогенератора, но без использования НЭ; 3 — с использованием постоянно подключенных НЭ с согласованно настроенными АРВ и автопрогностическим АРЧВ турбогенератора

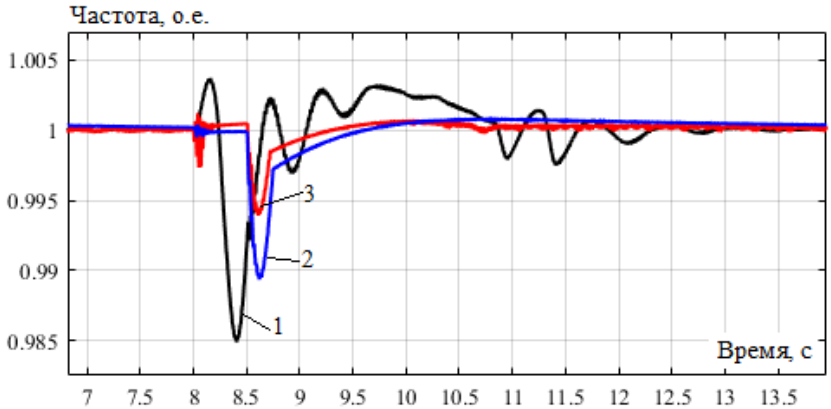

Рис. 5. Осциллограммы частоты вращения ротора турбогенератора установки РГ при удаленном трехфазном КЗ длительностью 0,5 с: 1 — согласованно настроенные АРВ и АРЧВ турбогенератора, но без использования НЭ; 2 — согласованно настроенные АРВ и автопрогностический АРЧВ турбогенератора, но без использования НЭ; 3 — с использованием постоянно подключенных НЭ с согласованно настроенными АРВ и автопрогностическим АРЧВ турбогенератора

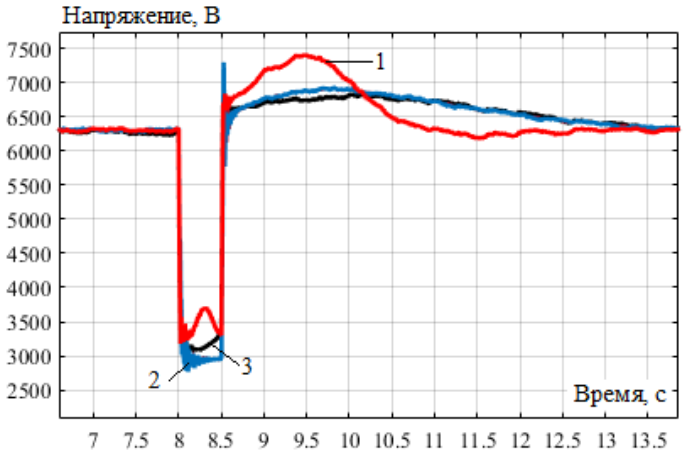

Рис. 6. Осциллограммы действующих значений напряжений на шинах нетягового потребителя при удаленном трехфазном КЗ: 1 — согласованно настроенные АРВ и АРЧВ турбогенератора, но без использования НЭ; 2 — согласованно настроенные АРВ и автопрогностический АРЧВ турбогенератора, но без использования НЭ; 3 — с использованием постоянно подключенных НЭ с согласованно настроенными АРВ и автопрогностическим АРЧВ турбогенератора

В результате анализа представленных осциллограмм напряжений и частоты вращения ротора турбогенератора мини-ТЭЦ, а также величин провалов напряжений при отключении основного питания РЭС можно сделать вывод об эффективности применения прогностических алгоритмов управления и НЭ для снижения провалов напряжения (см. таблицу 1). Применение автопрогностического АРЧВ по сравнению с традиционным пропорционально-интегрально-дифференциальным алгоритмом управления позволяет снизить глубину провала напряжения, значительно уменьшить время переходного процесса и величину перерегулирования напряжения и частоты.

Применение автопрогностического АРЧВ и НЭ при удаленном трехфазном КЗ (в конце ЛЭП 6 кВ) улучшает демпфирование колебаний напряжения, частоты и мощности, а также снижает время переходного процесса и величину перерегулирования частоты вращения ротора турбогенератора мини-ТЭЦ. Однако при этом глубина провала напряжения практически не изменяется.

Заключение

Результаты компьютерного моделирования позволяют сделать следующие выводы:

1. Использование постоянно подключенных НЭ на шинах постоянного тока ВПТ позволяет значительно снизить глубину провала напряжения у нетягового потребителя при временном отключении основного питания РЭС. В рассматриваемом примере снижение максимального значения глубины провала напряжения составило 42,8 %.

2. Автопрогностический АРЧВ по сравнению с традиционным алгоритмом управления позволяет снизить глубину провала напряжения (максимальная глубина провала напряжения снизилась на 12,7 %), значительно уменьшить время переходного процесса и величину перерегулирования напряжения и частоты.

3. Применение НЭ и автопрогностического АРЧВ позволяет снизить практически до нуля величину перерегулирования частоты вращения ротора генератора установки РГ и время переходного процесса при временном отключении основного питания РЭС нетяговых потребителей, а также при удаленном трехфазном коротком замыкании.

4. Накопители энергии возможно эффективно применять в системах электроснабжения железных дорог с помощью зарядов от установок РГ, тяговых подстанций и рекуперирующего поезда.

Литература

1. Clark W. Gellings The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response. Published by The Fairmont Press, 2009. P. 300.

2. Дорофеев В.В. Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. 2009. № 4. С. 29-34.

3. Morzhin Yu.I., Shakaryan Yu.G.,Kucherov Yu.N.Smart Grid Concept for Unified National Electrical Network of Russia // CD. Preprints of proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2011, Manchester Dec. 5-7 2011. Manchester, GB: IEEE, The University of Manchester, Panel session 5D. P. 1-5.

4. Buchholz M., Styczynski Z. Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks // Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. P. 396.

5. Schoenung S.M., Hassenzahl W.V. Long- vs. short-term energy storage technologies analysis: a life-cycle cost study: a study for the DOE energy storage systems program..United States: N. P. 2003. Web. doi:10.2172/918358.

6. Zhuk A., Denschikov K., Fortov V., Sheindlin A., Wilczynskiet W. Hybrid energy storage system based on supercapacitors and Li-ion batteries // Journal of Applied Electrochemistry. 2014. Vol. 44. P. 543-550.

7. Xinwei Shen, Shouzhen Zhu, Jinghong Zheng Active distribution network expansion planning integrated with centralized and distributed Energy Storage System // Power & Energy Society General Meeting. IEEE Conference Publications. 2015. P. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286069.

8. Nishi Y. Lithium ion secondary batteries; past 10 years and the future // Journal of Power Sources. 2001. Vol. 100. P. 101-106.

9. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Чан Зюй Хынг. Применение сетевых кластеров (microgrid) в системах электроснабжения железных дорог. Братск: БрГУ, 2016. 178 с.

10. Ran Wang, Ping Wang, Gaoxi Xiao. Intelligent Microgrid Management and EV Control Under Uncertainties in Smart Grid. Springer. 2018. P. 218.

11. Bulatov Yu. N., Kryukov A.V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis

of genetic algorithm // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). IEEE Conference Publications. 2016. P. 1-6.

12. Булатов Ю.Н., Крюков А.В. Применение вейвлет-преобразования и генетических алгоритмов для настройки автоматических регуляторов установок распределенной генерации // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2016. Т. 63, № 2. С. 7-22.

13. Camacho E.F., Bordons C. Model Predictive Control", 2nd edition Springer, 2007. P. 405.

14. Пикина Г.А. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром // Новое в российской электроэнергетике. 2014. № 3. С. 5-13.

15. Пикина Г.А., Кузнецов М.С. Применение линейных прогностических алгоритмов регулирования // Новое в российской электроэнергетике. 2009. № 10. С. 40-44.

16. Пикина Г.А., Кузнецов М.С. Прогностические типовые алгоритмы регулирования // Теплоэнергетика. 2011. № 4. С. 61-66.

17. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен Ван Хуан. Методика настройки прогностических регуляторов установок распределенной генерации // Изв. высш. учеб. заведений. Проблемы энергетики. 2016. № 11-12. С. 84-95.

18. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен Ван Хуан. Автопрогностический регулятор частоты вращения ротора генератора установки распределенной генерации // Научный вестник НГТУ. 2017. № 1 (66). С. 15-25.

19. Keyser R.M.C.,Van De Velde PH.G.A., Dumortier F.A.G. A comparative Study of Self-adaptive Long range Predictive Control Methods // Automatica. 1988. Vol. 24, Is. 2. P. 149–163.

20. Maciejowski J.M. Predictive Control with Constraints. Prentice Hall, 2000. P. 352.

References

1. Clark W. Gellings.The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response. Published by The Fairmont Press, 2009. P. 300.

2. Dorofeev V.V., Makarov A.A. Active and adaptive network – new quality of UES of Russia // Energoekspert. 2009. № 4. P. 29-34.

3. Morzhin Yu.I., Shakaryan Yu.G., Kucherov Yu.N. Smart Grid Concept for Unified National Electrical Network of Russia // CD. Preprints of proceedings of IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2011, Manchester Dec. 5-7 2011. Manchester, GB: IEEE, The University of Manchester, Panel session 5D. P. 1-5.

4. Buchholz M., Styczynski Z. Smart Grids-Fundamentals and Technologies in Electricity Networks // Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. P. 396.

5. Schoenung S.M., Hassenzahl W.V. Long- vs. short-term energy storage technologies analysis: a life-cycle cost study: a study for the DOE energy storage systems program. United States: N. P. 2003. Web. doi:10.2172/918358.

6. Zhuk A., Denschikov K., Fortov V., Sheindlin A., Wilczynskiet W. Hybrid energy storage system based on supercapacitors and Li-ion batteries // Journal of Applied Electrochemistry. 2014. Vol. 44. P. 543-550.

7. Xinwei Shen, Shouzhen Zhu, Jinghong Zheng. Active distribution network expansion planning integrated with centralized and distributed Energy Storage System // Power & Energy Society General Meeting. IEEE Conference Publications. 2015. P. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286069.

8. Nishi Y. Lithium ion secondary batteries; past 10 years and the future // Journal of Power Sources. 2001. Vol. 100. P. 101-106.

9. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Chan Zyuj Hyng.. Network clusters (microgrid) in systems of power supply of the railroads. Bratsk: BrGU, 2016. 178p.

10. Ran Wang, Ping Wang, Gaoxi Xiao. Intelligent Microgrid Management and EV Control Under Uncertainties in Smart Grid. Springer. 2018. P. 218.

11. Bulatov Yu. N., Kryukov A.V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). IEEE Conference Publications. 2016. P. 1-6.

12. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V.Application of the wavelet transform and genetic algorithms for tuning automatic regulators of distributed generators //Scientific Bulletin of NSTU. 2016. T. 63, № 2. P. 7-22.

13. Camacho E.F., Bordons C. Model Predictive Control", 2nd edition Springer, 2007. P. 405.

14. Pikina G.A. Principle management according to the forecast and possibility of control of systems of regulation by one //New in Russian Electrical Power-Engineering. 2014. № 3. P. 5-13.

15. Pikina G.A., Kuznecov M.S. Application of linear predictive algorithms of regulation // New in Russian Electrical Power-Engineering. 2009. № 10. P. 40-44.

16. Pikina G.A., Kuznecov M.S. Predictive standard algorithms of regulation//Thermal Engineering. 2011. № 4. P. 61-66.

17. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguen Van Huan. Methodology of determining forecasting controllers of distributed generation plants //Proceedings of the higher educational institutions. Energy Sector Problems. 2016. № 11-12. P. 84-95.

18. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguen Van Huan. Distributed generator rotor speed automatic prognostic controller // Scientific Bulletin of NSTU. 2017. № 1 (66). P. 15-25.

19. Keyser R.M.C.,Van De Velde PH.G.A., Dumortier F.A.G. A comparative Study of Self-adaptive Long range Predictive Control Methods // Automatica. 1988. Vol. 24, Is. 2. P. 149-163.

20. Maciejowski J.M. Predictive Control with Constraints. Prentice Hall, 2000. P. 352.