

Моделирование режимов работы систем электроснабжения с установками распределенной генерации и мощной асинхронной нагрузкой*

Ю.Н. БУЛАТОВ^{1,a}, А.В. КРЮКОВ^{2,3,b}, НГУЕН ВАН ХУАН^{3,c}

¹ 665709, РФ, г. Братск, ул. Макаренко, 40, Братский государственный университет

² 664074, РФ, г. Иркутск, ул. Чернышевского, 15, Иркутский государственный университет путей сообщения

³ 664074, РФ, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Иркутский национальный исследовательский технический университет

^a bulatovyura@yandex.ru ^b and_kryukov@mail.ru ^c huanco.k7a@gmail.com

В современной энергетике широко используются установки распределенной генерации (РГ), находящиеся в непосредственной близости к потребителю. Эти установки могут работать в изолированном (островном) режиме на выделенную нагрузку и параллельно с электроэнергетической системой (ЭЭС). Для надежного функционирования установок РГ требуется решить ряд технологических задач, в число которых входит задача оптимального управления установками РГ при переходе в островной режим и подключении резервных дизель-генераторных установок (ДГУ). Эта задача может быть решена с использованием современных интеллектуальных технологий управления. В статье приводится описание модели системы электроснабжения (СЭС) с мощной асинхронной нагрузкой, а также турбогенераторной установкой (ТГУ) и ДГУ. Представлены результаты моделирования процессов перехода в островной режим с подключением резервных ДГУ при исчезновении связи с питающей ЭЭС. Моделирование выполнялось в среде MATLAB с использованием пакетов Simulink и SimPowerSystems.

На основе результатов моделирования сформулированы следующие выводы: при переходе в островной режим могут возникать провалы напряжения и снижение частоты. При подключении и синхронизации ДГУ напряжение и частота стабилизируются. Применение прогностических алгоритмов в регуляторах турбогенератора позволяет значительно снизить инерционность объекта, уменьшить перерегулирование и колебательность напряжения и частоты при отключении питающей ЭЭС. При подключении высоковольтных двигателей к ТГУ, работающей в островном режиме, использование автопрогностического регулятора частоты позволяет существенно улучшить демпферные свойства и снизить инерционность объекта, при этом пуск электродвигателей производится более плавно.

Ключевые слова: системы электроснабжения, установки распределенной генерации, асинхронная нагрузка, прогностический регулятор, автоматический регулятор возбуждения, автоматический регулятор частоты вращения.

* Статья получена 27 июля 2018 г.

ВВЕДЕНИЕ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В настоящее время наблюдается широкое использование установок распределенной генерации (РГ), находящихся в непосредственной близости от потребителей [1–6]. Установки РГ позволяют разгрузить основную сеть, повысить надежность электроснабжения и улучшить качество электроэнергии [7–11]. Особую актуальность задача внедрения современных установок РГ приобретает при модернизации систем электроснабжения (СЭС), удаленных от сетевой инфраструктуры.

Достаточно широкое распространение в действующих СЭС получили турбо и дизель-генераторные установки различной мощности. Они могут работать в островном режиме на выделенную нагрузку и параллельно с электроэнергетической системой (ЭЭС). При эксплуатации установок РГ в островном режиме необходимо учитывать ограничения по максимальному значению нагрузки, обусловленные располагаемыми мощностями РГ, а также существенное влияние на эти установки наброса или сброса активной мощности.

Параллельная работа РГ и ЭЭС позволяет стабилизировать напряжения и частоту при изменениях нагрузки. Однако параллельная работа установок РГ с промышленной сетью приводит и к негативным последствиям, заключающимся в увеличении токов короткого замыкания, усложнении релейной защиты и автоматики и т. д. Для надежного функционирования установок РГ в СЭС требуется решить ряд технологических задач, в число которых входит задача оптимального управления установками РГ при переходе в островной режим и подключении резервных дизель-генераторных установок (ДГУ). Эта задача может быть решена с использованием современных интеллектуальных технологий управления [12–21].

В статье приводится описание модели СЭС с мощной асинхронной нагрузкой и установками РГ на основе турбогенераторной установки (ТГУ) и ДГУ, а также представлены результаты моделирования процессов перехода ТГУ в островной режим при отключении связей с питающей ЭЭС и вводе в работу ДГУ. Моделирование осуществляется с учетом наличия у ТГУ согласованно настроенных автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ) [5, 15, 16], использующих прогностические алгоритмы управления [22–25].

1. ОПИСАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИ СЭС С УСТАНОВКАМИ РГ

Моделирование выполнялось применительно к системе электроснабжения крупного промышленного предприятия, структурная схема которой представлена на рис. 1.

В состав СЭС входят два трансформатора 110/10 кВ, обеспечивающих питание секций шин 10 кВ главной понизительной подстанции. Основными потребителями электроэнергии являются асинхронные электродвигатели (АЭД) напряжением 10 кВ и 0,4 кВ. Электрическая сеть предприятия характеризуется большой разветвленностью, и питание групп низковольтных АЭД осуществляется по воздушным и кабельным линиям 10 кВ с понижением напряжения до 0,4 кВ с помощью трансформаторов. На предприятии имеются ТГУ и ДГУ с мощностями, указанными на рис. 1. При разработке модели

СЭС была учтена эквивалентная статическая активно-индуктивная нагрузка на напряжениях 10 кВ и 0,4 кВ (\dot{S}_1, \dot{S}_2).

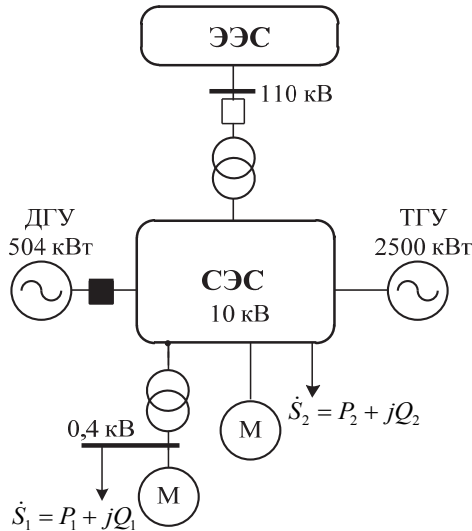


Рис. 1. Схема исследуемой СЭС

Fig. 1. A diagram of the investigated PSS

Модель исследуемой СЭС выполнялась в среде MATLAB с использованием пакетов имитационного моделирования Simulink и SimPowerSystems. Паровая турбина ТГУ моделировалась передаточной функцией

$$\frac{1}{0,2s + 1}$$

Для генератора ТГУ использовалась модель синхронной машины с демпферной обмоткой, входящая в состав пакета SimPowerSystems. Система возбуждения моделировалась апериодическим звеном первого порядка с коэффициентом k_f , постоянной времени T_f и блоком ограничения напряжения. Кроме того, в модели учитывался усилитель с коэффициентом k_a и постоянной времени T_a . Принимались следующие числовые значения параметров: $k_a = 1$; $T_a = 0,001$; $k_f = 1$; $T_f = 0,025$.

Для стабилизации напряжения на выводах генератора ТГУ и демпфирования колебаний ротора, а также для регулирования частоты применялись системы автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ). При моделировании использовались два вида АРЧВ: классический, представляющий собой пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор, а также автопрогностический, подробное описание которого представлено в работе [25]. Структурные схемы и описание моделей АРВ и АРЧВ приведено в работах [5, 15]. Настройка АРВ и АРЧВ выбиралась исходя из взаимного влияния регуляторов [15, 16].

При моделировании ДГУ учитывались следующие элементы: двигатель внутреннего сгорания, регуляторы, система возбуждения и синхронный гене-

ратор. Механическая мощность дизельного двигателя может быть определена по формуле

$$P_{mec} = \omega T_e,$$

где ω – угловая частота вращения ротора, о.е.; T_e – крутящий момент двигателя, о.е.

Структурная схема модели дизельного двигателя с регулятором скорости, построенной с использованием блоков Simulink, представлена на рис. 2.

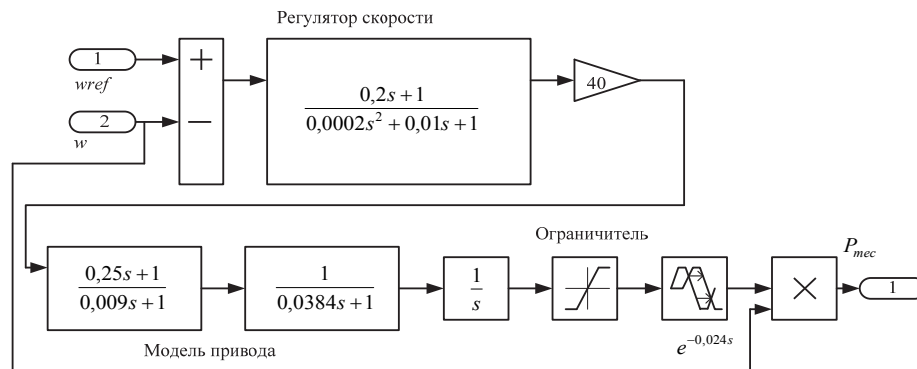


Рис. 2. Схема модели дизельного двигателя с регулятором скорости:

w_{ref} – заданное значение скорости вращения ротора, о.е.; w – текущее значение скорости вращения ротора, о.е.

Fig. 2. A diagram of a diesel engine model with speed control:

w_{ref} is a set point value of the rotor speed, o.e.; w is the current value of the rotor speed, o.e.

Регулятор скорости действует на сигнал ее отклонения и предназначен для поддержания заданного режима дизельного двигателя. Блок управления скоростью моделировался с помощью передаточной функции опережения-запаздывания или ПИД-регулятора [26]. Система управления с помощью актуаторного привода регулировала подачу топлива в цилиндры двигателя. Модель привода, реализующая задержку при изменении подачи топлива, а также снижение или увеличение вращающего момента в зависимости от знака изменения количества подаваемого в цилиндры топлива, представлялась следующими передаточными функциями [26]:

$$W_{\Pi} = \frac{0,25s + 1}{0,009s + 1} \frac{1}{0,0384s + 1} \frac{1}{s}.$$

Двигатель моделировался звеном с запаздыванием $e^{-0,024s}$ (рис. 2). Механическая мощность двигателя ограничивалась от 0 до 1,1 о.е. с помощью блока «Ограничитель». В качестве системы возбуждения ДГУ в модели использовался стандартный блок MATLAB для системы возбуждения с регулятором в виде возбудителя постоянного тока без функции насыщения [27]. Синхронные генераторы ДГУ представлены в модели стандартными блоками

синхронной машины с демпферной обмоткой. Для моделирования асинхронных двигателей, трансформаторов и линий электропередачи использовались блоки пакета SimPowerSystems.

2. РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЭС С УСТАНОВКАМИ РГ И МОЩНОЙ АСИНХРОННОЙ НАГРУЗКОЙ

При моделировании рассматривались следующие режимы работы СЭС:

- отключение связей с питающей ЭЭС при включенной ТГУ;
- островной режим работы ТГУ с подключением дополнительной нагрузки, запуском двух высоковольтных двигателей и генератора ДГУ.

Питание всех нагрузок СЭС осуществлялось от промышленной сети и работающей ТГУ. В исходном режиме загрузка генератора ТГУ составляла 75 % (рис. 3, а). Коэффициенты каналов стабилизации АРВ и АРЧВ турбогенератора определялись методом согласованной настройки [5, 15]. Результаты моделирования работы ТГУ с классическим и автопрогностическим АРЧВ при отключении питания промышленной сети на стороне 110 кВ представлены на рис. 3 в виде осциллограмм механической мощности на валу турбины и отклонения скорости вращения ротора турбогенератора.

Результаты моделирования при отключении питающей ЭЭС от СЭС позволили сделать вывод о том, что использование автопрогностического АРЧВ улучшает демпферные свойства регулятора ТГУ и снижает инерционность объекта (рис. 3). Это способствует более быстрому и плавному управлению мощностью турбины по сравнению с использованием классического АРЧВ.

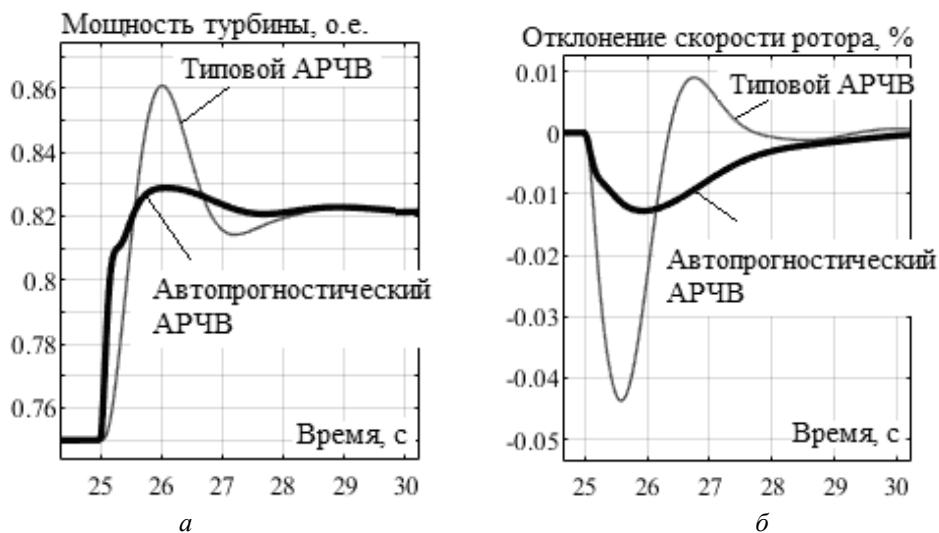


Рис. 3. Изменение мощности турбины ТГУ (а) и отклонение скорости вращения ротора (б)

Fig. 3. The change in the TGS turbine power (a) and the deviation of the rotation speed of the rotor (b)

При работе ТГУ в островном режиме моделировалось подключение дополнительной нагрузки, что приводило к перегрузке турбогенератора и снижению частоты (рис. 4, а). Для выравнивания частоты через 0,5 с запускалась ДГУ, и методом самосинхронизации ее генератор подключался на параллельную работу с турбогенератором. При моделировании нагрузка генератора ДГУ в установившемся режиме составила 47 %. Результаты моделирования данного процесса представлены на рис. 4 и 5 в виде осциллограмм отклонения частоты вращения ротора и напряжения генератора ТГУ.

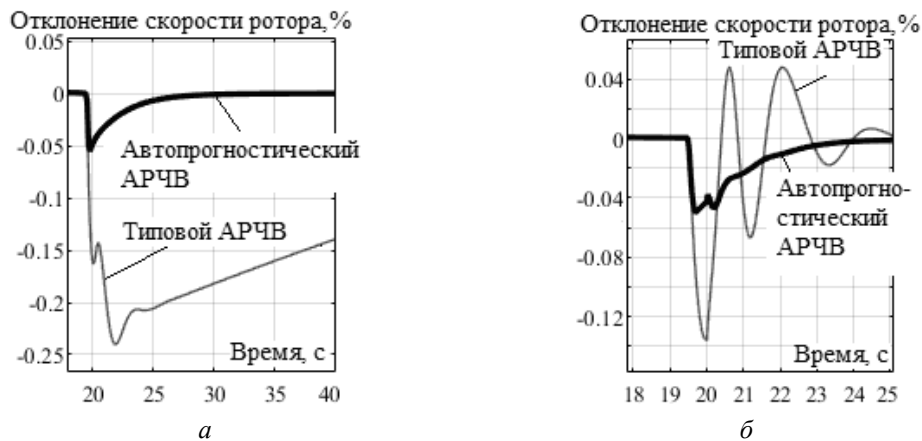


Рис. 4. Изменение частоты вращения ротора генератора ТГУ при подключении дополнительной нагрузки:

а – без запуска ДГУ; б – с запуском ДГУ

Fig. 4. The change in the rotor rotation frequency of the TGS generator when connecting an additional load:

a – without starting DGS; b – with starting DGS

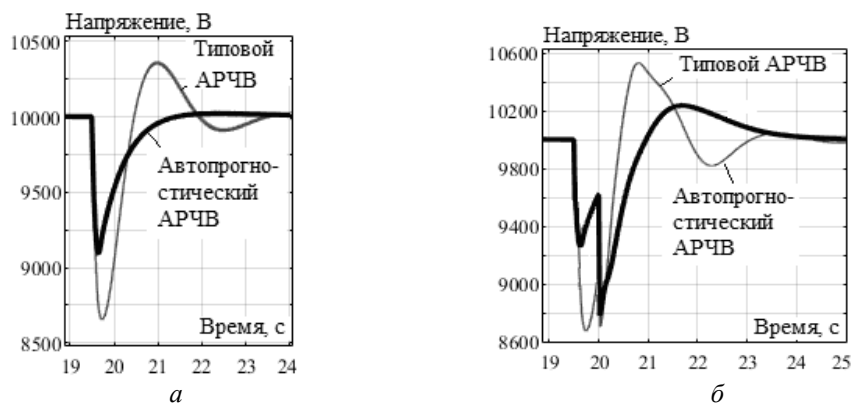


Рис. 5. Осциллограммы действующих значений фазных напряжений генератора ТГУ:

а – без запуска ДГУ; б – с запуском ДГУ

Fig. 5. Oscillograms of effective values of phase voltages of the TGS generator:

a – without starting DGS; b – with starting DGS

Результаты компьютерного моделирования показали, что при подключении дополнительной нагрузки к ТГУ, работающей в островном режиме, возникал провал напряжения и частоты в сети 10 кВ. При подключении и синхронизации ДГУ с турбогенератором стабилизировались напряжение и частота, а также параметры, характеризующие режим работы СЭС; при этом применение прогностических алгоритмов позволило значительно снизить инерционность объекта регулирования, уменьшить провалы, перерегулирование и колебательность напряжения и частоты.

В результате моделирования запуска двух высоковольтных двигателя в островном режиме выявлено, что использование автопрогностического АРЧВ позволило ускорить реакцию регулятора и уменьшить время регулирования скорости вращения ротора по сравнению с классическим АРЧВ. На рис. 6 представлены осциллограммы действующих значений напряжения и тока статора одного из двигателей при пуске, а на рис. 7 приведены управляющие сигналы АРЧВ, подтверждающие сформулированные выводы.

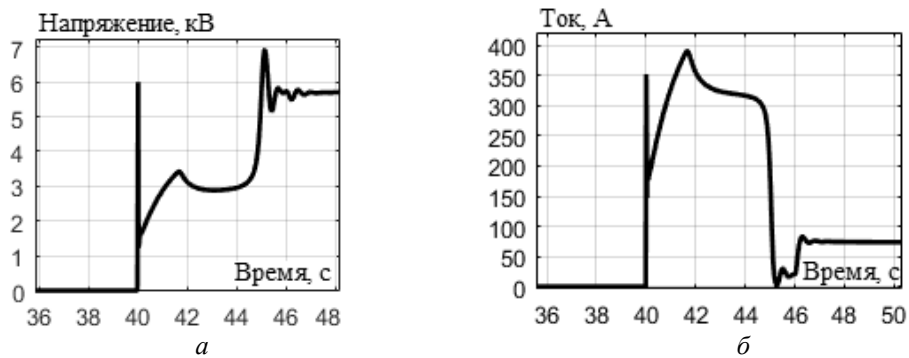


Рис. 6. Осциллограммы действующих значений напряжения (а) и тока статора (б) электродвигателя, подключаемого к ТГУ

Fig. 6. Oscillograms of effective values of voltage (a) and stator current (b) of an electric motor connected to the TGS



Рис. 7. Осциллограммы управляющего сигнала АРЧВ при подключении к ТГУ двух высоковольтных асинхронных двигателей:

1 – с использованием типового АРЧВ; 2 – с использованием автопрогностического АРЧВ

Fig. 7. Oscillograms of the ASC control signal when two high-voltage asynchronous motors are connected to the TGS:

1 is using a typical ASC; 2 is using an auto-predictive ASC

При подключении высоковольтных двигателей к ТГУ, работающей в островном режиме, использование автопрогностического АРЧВ дало воз-

можность существенно улучшить демпферные свойства регулятора и снизить инерционность объекта. Пуск высоковольтных АЭД производился более плавно.

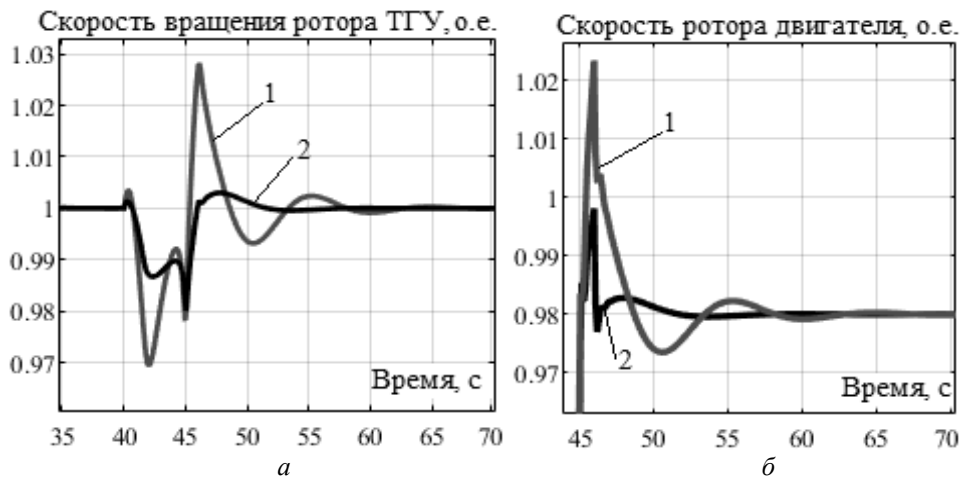


Рис. 8. Осциллограммы изменения скорости вращения ротора ТГУ (а) и скорости ротора двигателя (б) при подключении к ТГУ двух высоковольтных асинхронных двигателей:

1 – с использованием типового АРЧВ; 2 – с использованием автопрогностического АРЧВ

Fig. 8. Oscillograms of changes in the rotation speed of the of the TGS rotor (a) and the speed of the engine rotor (b) when two high-voltage asynchronous motors are connected to the TGS:

1 is using a typical ASC; 2 is using an auto-predictive ASC

Осциллограммы изменения скоростей вращения роторов ТГУ и двигателя, подтверждающие данные выводы, представлены на рис. 8.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты компьютерного моделирования позволяют сделать следующие выводы.

1. Использование согласованной настройки АРВ и автопрогностического АРЧВ турбогенератора улучшает демпферные свойства регуляторов, снижает инерционность объекта регулирования, делая управление частотой и напряжением более быстрым и плавным при отключении питающей ЭЭС.

2. При переводе в островной режим работы ТГУ и подключении дополнительной нагрузки возникает провал напряжения и частоты в СЭС. При включении и синхронизации ДГУ стабилизируются напряжение и частота, а также параметры, характеризующие режим работы СЭС.

3. Применение прогностических алгоритмов регулирования в АРВ и АРЧВ турбогенератора, работающего в островном режиме, позволяет значительно снизить инерционность объекта, уменьшить перерегулирование и колебательность напряжения и частоты.

4. При подключении высоковольтных двигателей к ТГУ, работающей в островном режиме, использование автопрогностического АРЧВ позволяет существенно улучшить демпферные свойства и снизить инерционность объекта. При этом пуск высоковольтных электродвигателей производится более плавно.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Barker Ph.P., Mello R.W. de.* Determining the impact of distributed generation on power systems. Part 1. Radial distribution systems // 2000 IEEE PES Summer Meeting, Seattle, WA, USA, July 11–15. – Seattle, 2000. – P. 222–233.
2. *Voropai N.I., Stychinsky Z.A.* Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics. – Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010. – 223 p.
3. *Mahmoud M.S., AL-Sunni F.M.* Control and optimization of distributed generation systems. – Cham: Springer International Publishing, 2015. – 578 p.
4. *Suslov K., Solonina N., Stepanov V.* A principle of power quality control in the intelligent distribution networks // International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies EDST 2015: proceedings. – Vienna, Austria, 2015. – P. 260–264.
5. *Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Чан Зюй Хынг.* Сетевые кластеры в системах электроснабжения железных дорог. – Иркутск: ИрГУПС, 2015. – 205 с.
6. *Martínez Ceseña E.A., Capuder T., Mancarella P.* Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty // IEEE Transaction on Smart Grid. – 2016. – Vol. 7. – P. 348–357.
7. *Крюков А.В., Чан З.Х.* Влияние установок распределенной генерации на качество электроэнергии в системах электроснабжения железных дорог // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2012. – № 4 (36). – С. 162–167.
8. *Крюков А.В., Чан З.Х.* Анализ симметрирующего эффекта распределенной генерации // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. – Иркутск: ИрГУПС, 2012. – Т. 2. – С. 75–81.
9. *Rugthaicharoencheep N., Auchariyamet S.* Technical and economic impacts of distributed generation on distribution system // International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering. – 2012. – Vol. 6, N 4. – P. 385–389.
10. *Арсентьев М.О., Арсентьев О.В., Крюков А.В.* Системы электроснабжения железнодорожного транспорта с установками распределенной генерации. – Иркутск: ИрГТУ, 2013. – 152 с.
11. *Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Чан Зюй Хынг.* Нечеткие регуляторы для ветрогенерирующих установок // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2014. – № 7–8. – С. 60–69.
12. *Voropai N.I., Etingov P.V.* Two-stage adaptive fuzzy PSS application to power systems // Proceedings of International Conference on Electrical Engineering ICEE'2001, July 22–26. – Xi'an, China, 2001. – Vol. 1. – P. 314–318.
13. Smart grid technologies / J. Wang, A.Q. Huang, W. Sung, Y. Liu, B.J. Baliga // IEEE Industrial Electronics Magazine. – 2009. – Vol. 3, N 2. – P. 16–23.
14. PID-controller tuning optimization with genetic algorithms in servo systems / A.Y. Jaen-Cuellar, R. de J. Romero-Troncoso, L. Morales-Velazquez, R.A. Osornio-Rios // International Journal of Advanced Robotic Systems. – 2013. – Vol. 10. – P. 324–337.
15. *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 2016). – Chelyabinsk, Russia, 2016. – P. 1–6.

16. Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation / A.V. Kryukov, S.K. Kargapol'cev, Yu.N. Bulatov, O.N. Skrypnik, B.F. Kuznetsov // Far East Journal of Electronics and Communications. – 2017. – Vol. 17, N 5. – P. 1127–1140.

17. *Chen Y., Ma Y., Yun W.* Application of improved genetic algorithm in PID controller parameters optimization // *Telkomnika*. – 2013. – Vol. 11, N 3. – P. 1524–1530.

18. *Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Suslov K.V.* Multi-agent technologies for control of distributed generation plants in the isolated power systems // Far East Journal of Electronics and Communications. – 2017. – Vol. 17, N 5. – P. 1197–1212.

19. *Buchholz B.M., Styczynski Z.A.* Smart grids : fundamentals and technologies in electricity networks. – Berlin; Heidelberg: Springer-Verlag, 2014. – 396 p.

20. *Bulatov Yu.N., Kryukov A.V.* Neuro fuzzy control system for distributed generation plants // *Advances in Intelligent Systems Research*. – 2018. – Vol. 158: Proceedings of the Vth International workshop "Critical infrastructures: Contingency management, Intelligent, Agent-based, Cloud computing and Cyber security" (IWCI 2018). – P. 13–19.

21. *Wang R., Wang P., Xiao G.* Intelligent microgrid management and EV control under uncertainties in smart grid. – Singapore: Springer, 2018. – 218 p.

22. *Camacho E.F., Bordons C.* Model predictive control. – 2nd ed. – London: Springer, 2007. – 405 p.

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

24. *Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х.* Прогностические регуляторы для установок распределенной генерации // *Системы. Методы. Технологии*. – 2016. – № 1 (29). – С. 63–69. – doi: 10.18324/2077-5415-2016-1-63-69.

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

26. *SimPowerSystems: user's guide for use with Simulink / Hydro-Québec; Mathworks (Firme)*. – Natick, MA: MathWorks, 1998–2006.

27. IEEE Std. 421.5–1992. Recommended practice for excitation system models for power system stability studies / Energy Development and Power Generating Committee. – S. l.: IEEE, 1992.

Булатов Юрий Николаевич, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой электроэнергетики и электротехники Братского государственного университета. Основное направление научных исследований – моделирование и управление режимами электроэнергетических систем. Имеет более 150 публикаций. E-mail: bulatovyuga@yandex.ru.

Крюков Андрей Васильевич, доктор технических наук, профессор Иркутского государственного университета путей сообщения, профессор Иркутского национального исследовательского технического университета. Основное направление научных исследований – моделирование и управление режимами электроэнергетических систем и систем электроснабжения железных дорог. Имеет более 600 публикаций. E-mail: and_kryukov@mail.ru.

Нгуен Ван Хуан, аспирант Иркутского национального исследовательского технического университета. Основное направление научных исследований – моделирование и

управление режимами электроэнергетических систем и систем электроснабжения железных дорог. Имеет более 20 публикаций. E-mail: huanco.k7a@gmail.com

Bulatov Yuri Nikolaevich, PhD (Eng.), associate professor, head of the department of power and electrical engineering, Bratsk State University. His research interests are focused on modeling and management of power system modes. He is the author of more than 150 publications. E-mail: bulatovyura@yandex.ru.

Kryukov Andrei Vassilievich, D.Sc. (Eng.), professor at the Irkutsk State Transport University a professor at the Irkutsk National Research Technical University. The main field of his research is modeling and management of power system and railroad power supply system modes. He is the author of more than 600 publications. E-mail: and_kryukov@mail.ru

Nguyen Van Khuan, postgraduate student at the Irkutsk National Research Technical University. The main field of his research is modeling and management of power system and railroad power supply system modes. He has published over 20 research papers. E-mail: huanco.k7a@gmail.com

DOI: 10.17212/1814-1196-2018-4-101-114

Modeling of power supply system operating modes with distributed generation plants and a powerful asynchronous load*

YU.N. BULATOV^{1,a}, A.V. KRYUKOV^{2,3,b}, NGUEN VAN KHUAN^{3,c}

¹ *Bratsk State University, 40, Makarenko Street, Bratsk, 665709, Russian Federation*

² *Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk State Transport University, 15, Chernishevskaya Street, Irkutsk, 664074, Russian Federation*

³ *Irkutsk National Research Technical University, 83, Lermontov Street, Irkutsk, 664074, Russian Federation*

^a *bulatovyura@yandex.ru* ^b *and_kryukov@mail.ru* ^c *huanco.k7a@gmail.com*

Abstract

Distributed generation (DG) plants located in close proximity to consumers are widely used in modern power industry. These plants can operate in an isolated (island) mode for a dedicated load and in parallel with the electric power system (EPS). For reliable operation of the DG plants, it is necessary to solve a number of technological problems, including the problem of optimal control of the DG plants when switching to the island mode and connecting backup diesel generator plants (DiesGP). This problem can be solved using modern intelligent control technologies. The article describes a model of a power supply system (PSS) with a powerful asynchronous load as well as a turbo-generator plant (TGP) and a DiesGP. The results of modeling the transition to an island mode with the connection of backup DiesGP are presented when the communication with the supplying EPS is interrupted. The simulation was performed in the MATLAB environment using Simulink and SimPowerSystems packages.

Based on the simulation results, the following conclusions are formulated: during the transition to the island mode, voltage dips and a decrease in frequency may occur. When con-

* *Received 27 July 2018.*

necting and synchronizing the diesel generator plant, the voltage and frequency stabilize. The use of prognostic algorithms in the regulators of the turbo-generator can significantly reduce the inertia of the object, reduce the overshoot and fluctuations in voltage and frequency when the supply EPS is disconnected. When high-voltage motors are connected to a TGP operating in the island mode, the use of an automatic prognostic controller can significantly improve the damping properties and reduce the inertia of the object; at the same time start-up of electric motors is performed more smoothly.

Keywords: power supply system, distributed generation plants, asynchronous load, prognostic controller, automatic field controller, automatic speed controller

REFERENCES

1. Barker Ph.P., Mello R.W. de. Determining the impact of distributed generation on power systems. Part 1. Radial distribution systems. *2000 IEEE PES Summer Meeting*, Seattle, WA, USA, July 11–15, pp. 222–233.
2. Voropai N.I., Stychinsky Z.A. *Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics*. Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, 2010. 223 p.
3. Mahmoud M.S., AL-Sunni F.M. *Control and optimization of distributed generation systems*, Cham, Springer International Publishing, 2015. 578 p.
4. Suslov K., Solonina N., Stepanov V. A principle of power quality control in the intelligent distribution networks. *International symposium on smart electric distribution systems and technologies EDST 2015: proceedings*, Vienna, Austria, 2015, pp. 260–264.
5. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Chan Z.Kh. *Setevye klasteri v sistemakh elektrosnabzheniya zheleznikh dorog* [Network clusters in systems of electrical power supply of the railroads]. Irkutsk, IrGUPS Publ., 2015. 205 p.
6. Martínez Ceseña E.A., Capuder T., Mancarella P. Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty. *IEEE Transaction on Smart Grid*, 2016, vol. 7, pp. 348–357.
7. Kryukov A.V., Chan Z.Kh. Vliyanie ustanovok raspredelennoi generatsii na kachestvo elektroenergii v sistemakh elektrosnabzheniya zheleznikh dorog [Influence of installations of the distributed generation on quality of the electric power in systems of electrical power supply of the railroads]. *Sovremennye tekhnologii. Sistemnyi analiz. Modelirovanie – Modern Technologies. System analysis. Modeling*, 2012, no. 4 (36), pp. 162–167.
8. Kryukov A.V., Chan Z.Kh. Analiz simmetriruyushchego effekta raspredelennoi generatsii [The analysis of the symmetrizing effect of the distributed generation]. *Transportnaya infrastruktura Sibirskogo regiona* [Transport infrastructure of the Siberian region]. Irkutsk, 2012, vol. 2, pp. 75–81.
9. Rugthaicharoencheep N., Auchariyamet S. Technical and economic impacts of distributed generation on distribution system. *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, 2012, vol. 6, no. 4, pp. 385–389.
10. Arsent'ev M.O., Arsent'ev O.V., Kryukov A.V. *Sistemy elektrosnabzheniya zheleznodorozhnogo transporta s ustanovkami raspredelennoi generatsii* [Systems of power supply of railway transport with installations of the distributed generation]. Irkutsk, IrGTU Publ., 2013. 152 p.
11. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Chan Zyui Khyng. Nechetkie regulatory dlya vretogeneriruyushchikh ustanovok [Indistinct regulators for the wind generator of installations]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki – Proceedings of the higher educational institutions. Energy sector problems*, 2014, no. 7–8, pp. 60–69.

12. Voropai N.I., Etingov P.V. Two-stage adaptive fuzzy PSS application to power systems. *Proceedings of International Conference on Electrical Engineering ICEE'2001*, July 22–26, Xi'an, China, 2001, vol. 1, pp. 314–318.
13. Wang J., Huang A.Q., Sung W., Liu Y., Baliga B.J. Smart grid technologies. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 2009, vol. 3, no. 2, pp. 16–23.
14. Jaen-Cuellar A.Y., Romero-Troncoso R. de J., Morales-Velazquez L., Osornio-Rios R.A. PID-controller tuning optimization with genetic algorithms in servo systems. *International Journal of Advanced Robotic Systems*, 2013, vol. 10, pp. 324–337.
15. 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 2016)*, Chelyabinsk, Russia, 2016, pp. 1–6.
16. Kryukov A.V., Kargapol'cev S.K., Bulatov Yu.N., Skrypnik O.N., Kuznetsov B.F. Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation. *Far East Journal of Electronics and Communications*, 2017, vol. 17, no. 5, pp. 1127–1140.
17. Chen Y., Ma Y., Yun W. Application of improved genetic algorithm in PID controller parameters optimization. *Telkomnika*, 2013, vol. 11, no. 3, pp. 1524–1530.
18. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Suslov K.V. Multi-agent technologies for control of distributed generation plants in the isolated power systems. *Far East Journal of Electronics and Communications*, 2017, vol. 17, no. 5, pp. 1197–1212.
19. Buchholz B.M., Styczynski Z.A. *Smart grids: fundamentals and technologies in electricity networks*. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 2014. 396 p.
20. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Neuro fuzzy control system for distributed generation plants. *Advances in Intelligent Systems Research*, 2018, vol. 158, pp. 13–19.
21. Wang R., Wang P., Xiao G. *Intelligent microgrid management and EV control under uncertainties in smart grid*. Singapore, Springer, 2018. 218 p.
22. Camacho E.F., Bordons C. *Model predictive control*. 2nd ed. London, Springer, 2007. 405 p.
23. Pikina G.A. Printsip upravleniya po prognozu i vozmozhnost' nastroyki sistem regulirovaniya odnim parametrom [Principle of management according to the forecast and a possibility of control of systems of regulation by one parameter]. *Novoe v rossiiskoi elektroenergetike – New in the Russian Electrical Power-Engineering*, 2014, no. 3, pp. 5–13.
24. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguen V.Kh. Prognosticheskie regulatory dlya ustanovok raspredelennoi generatsii [Prognostic regulators for installations of the distributed generation]. *Sistemy. Metody. Tekhnologii – Systems. Methods. Technologies*, 2016, no. 1 (29), pp. 63–69. doi: 10.18324/2077-5415-2016-1-63-69.
25. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguen V.Kh. Avtoprognosticheskii regulator chastoty vrashcheniya rotora generatora ustanovki raspredelennoi generatsii [Distributed generator rotor speed automatic prognostic controller]. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta – Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, 2017, no. 1 (66), pp. 15–25.
26. *SimPowerSystems: user's guide for use with Simulink*. Hydro-Québec, Mathworks (Firme). Natick, MA, MathWorks, 1998–2006.
27. *IEEE Std. 421.5–1992. Recommended practice for excitation system models for power system stability studies*. Energy Development and Power Generating Committee. IEEE, 1992.

Для цитирования:

Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен Ван Хуан. Моделирование режимов работы систем электроснабжения с установками распределенной генерации и мощной асинхронной нагрузкой // Научный вестник НГТУ. – 2018. – № 4 (73). – С. 101–114. – doi: 10.17212/1814-1196-2018-4-101-114.

For citation:

Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguen Van Khuan. Modelirovanie rezhimov raboty sistem elektrosnabzheniya s ustanovkami raspredelennoi generatsii i moshchnoi asinkhronnoi nagruzkoj [Modeling of power supply system operating modes with distributed generation plants and a powerful asynchronous load]. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta – Science bulletin of the Novosibirsk state technical university*, 2018, no. 4 (73), pp. 101–114. doi: 10.17212/1814-1196-2018-4-101-114.