

Применение газотурбинной установки с прогностическими регуляторами в изолированной системе электроснабжения с асинхронной нагрузкой

Ю.Н. Булатов^{1a}, А.В. Крюков^{2, 3b}, К.В. Суслов^{3c}, М.А. Полячкова^{1d}

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 souslov@istu.edu, ^dmpolyachkova@mail.ru

^a <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, ^b <https://orcid.org/0000-0001-6543-1790>, ^c <https://orcid.org/0000-0003-0484-2857>,

^d <https://orcid.org/0000-0002-2261-9248>

Статья поступила 15.01.2021, принята 25.01.2021

Для электроснабжения потребителей, расположенных в районах, удаленных от сетевой инфраструктуры, могут применяться генераторы относительно небольшой мощности, использующие различные типы первичных двигателей. В частности, для привода таких генераторов могут применяться газовые турбины. При значительных вариациях нагрузки, а также в аварийных режимах отклонения частоты и напряжения в изолированных системах электроснабжения с газотурбинными установками (ГТУ) могут выходить за допустимые пределы. Снизить эти отклонения возможно с помощью автоматических регуляторов. Однако их настройка традиционными методами требует достаточно сложных расчетов при идентификации динамических характеристик объекта и определении оптимальных параметров систем автоматического управления. Прогностические алгоритмы позволяют использовать заводские настройки регуляторов во всех режимах работы, изменяя только один параметр — время прогноза, что является актуальным при необходимости быстрого ввода в эксплуатацию газотурбинных установок. Целью данной работы было изучение влияния прогностических регуляторов на качество процессов управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора газотурбинной установки, работающей в изолированной системе электроснабжения с относительно мощной асинхронной нагрузкой. В результате моделирования в системе MATLAB было определено, что прогностические регуляторы ГТУ позволяют уменьшить колебательность и время переходного процесса для напряжения и скорости вращения ротора генератора, обеспечивают необходимый запас динамической устойчивости, повышают живучесть изолированной системы электроснабжения и придают ей адаптивные свойства.

Ключевые слова: изолированная система электроснабжения; асинхронная нагрузка; газотурбинная установка; автоматические регуляторы возбуждения и скорости; прогностические алгоритмы; моделирование.

Application of a gas turbine plant with predictive controllers in an isolated power supply system with an asynchronous load

Yu.N. Bulatov^{1a}, A.V. Kryukov^{2, 3b}, K.V. Suslov^{3c}, M.A. Polyachkova^{1d}

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 souslov@istu.edu, ^dmpolyachkova@mail.ru

^a <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, ^b <https://orcid.org/0000-0001-6543-1790>, ^c <https://orcid.org/0000-0003-0484-2857>,

^d <https://orcid.org/0000-0002-2261-9248>

Received 15.01.2021, accepted 25.01.2021

For power supply to consumers located in areas remote from the network infrastructure, generators of relatively small power can be used with various types of prime movers. In particular, gas turbines can be set to drive such generators. With significant load variations, as well as in emergency modes, frequency and voltage deviations in isolated power supply systems with gas turbine units (GTU) can go beyond the permissible limits. It is possible to reduce these deviations using automatic controllers. However, their adjustment by traditional methods requires rather complex calculations when identifying the dynamic characteristics of an object and determining the optimal parameters of automatic control systems. Predictive algorithms make it possible to use the factory settings of the controllers in all operating modes, changing only one parameter – the forecast time, which is relevant if you need to quickly commission gas turbine units. The aim of this work is to study the influence of predictive controllers on the quality of voltage control processes and the generator rotor speed of a gas turbine plant operating in an isolated power supply system with a relatively powerful asynchronous load. As a result of modeling in the MATLAB system, it has been determined that predictive controllers of gas turbines make it possible to reduce the oscillation and transient time for the voltage and the rotor speed of generator, provide the necessary margin of dynamic stability, increase the survivability of the isolated power supply system and give it adaptive properties.

Keywords: isolated power supply system; asynchronous load; gas turbine plant; automatic excitation and speed controllers; predictive algorithms; simulation.

Введение. Неотъемлемой частью современных электроэнергетических систем являются установки распределенной генерации (РГ), позволяющие уменьшить потери на передачу электроэнергии и повысить надежность электроснабжения потребителей [1–5]. В установках РГ могут использоваться различные технологии и энергоносители. Достаточно широкое применение находят многотурбинные газотурбинные установки (ГТУ) [6–8]. В изолированных системах электроснабжения (ИСЭС) с ГТУ при нормальных возмущениях и аварийных режимах отклонения частоты и напряжения могут выходить за допустимые пределы. Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) и скорости (АРС) позволяют избежать негативных последствий таких возмущений. Однако их настройка традиционными методами требует достаточно сложных расчетов при идентификации динамических характеристик объекта и определении оптимальных параметров систем автоматического управления. Прогностические алгоритмы [9; 10] позволяют использовать заводские настройки регуляторов во всех режимах работы ИСЭС, изменяя только один параметр — время прогноза, что является актуальным при необходимости быстрого ввода ГТУ в эксплуатацию.

Линейное прогнозирующее звено, осуществляющее прогноз по двум значениям регулируемой величины — текущему $y(t)$ и предыдущему $y(t-\Delta t)$, описывается следующей передаточной функцией [9]:

$$W(s) = T_p s + 1, \quad (1)$$

где T_p — постоянная времени линейного прогнозирующего звена; s — оператор Лапласа.

Прогностический регулятор может состоять из последовательно соединенных пропорционально-интегрально-дифференциального (ПИД) регулятора и линейного прогнозирующего звена. Прогностические алгоритмы могут быть реализованы на базе программируемой микропроцессорной техники и использованы в АРВ и АРС генераторов ГТУ. В статье приведены результаты компьютерных исследований влияния прогностических алгоритмов на качество процессов управления напряжением и скоростью вращения рото-

ра генератора ГТУ, работающего в ИСЭС с относительно мощной асинхронной нагрузкой.

Описание исследуемой модели ИСЭС с ГТУ. Для исследования работы прогностических АРВ и АРС требуется модель газовой турбины. В настоящее время разработаны модели одновальных ГТУ различной степени детализации [11–14]. Многие из них используют экспериментальные характеристики [15–17] и требуют учета большого объема данных, которых нет в открытом доступе. Построение полной модели ГТУ является трудоемким и отличается сложностью подбора параметров для обеспечения стабильной работы во всех рассматриваемых режимах [15].

Исследования, описанные ниже, базировались на результатах по применению прогностических алгоритмов для управления генераторами установок РГ, приводимых во вращение паровыми и гидравлическими турбинами малой мощности [10; 19]. Газотурбинные установки имеют специфические особенности, что потребовало существенной модификации разработанных ранее моделей. Для иллюстрации полученных результатов рассмотрен пример простой схемы ИСЭС с двухвальной ГТУ, показанной на рис. 1. Особенностью двухвальной ГТУ является разделение турбины на две части, не связанные между собой механически. Однако турбина высокого давления и силовая турбина (СТ) имеют газодинамическую связь. Автоматический регулятор скорости (АРС) поддерживает заданную скорость вращения СТ и ротора генератора путем изменения подачи топлива в камеру сгорания. В результате изменяется мощность СТ с некоторым запаздыванием, обусловленным моментом инерции вращающихся масс.

Модель газовой турбины реализована с использованием пакета *Simulink* системы MATLAB [19]. Моделировалась ГТУ номинальной мощностью 2,5 МВА на базе двухвальной газовой турбины с редуктором, установленным со стороны генератора. Номинальная частота вращения СТ составляла 5 500 об./мин, а ротора синхронного генератора - 1 000 об./мин.

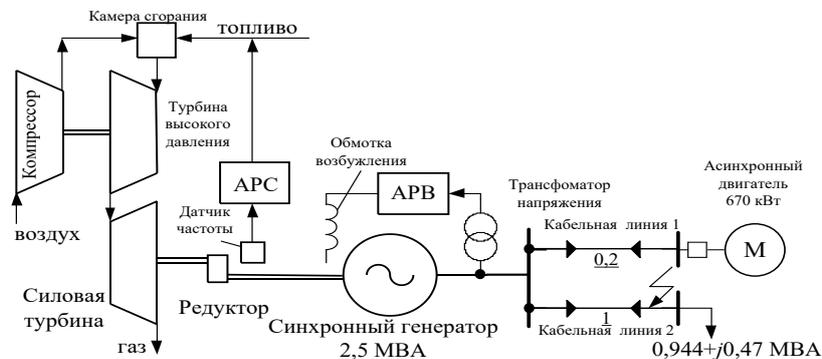


Рис. 1. Схема ИСЭС с ГТУ

Камера сгорания представлена апериодическим звеном 1-го порядка с постоянного времени $T_{cc} = 0,01$ с.

Газогенератор, включающий компрессор и турбину высокого давления, моделировался интегрирующим

звеном, охваченным жесткой отрицательной обратной связью [6], постоянная времени которого $T_j = 1,99$ с. Механическая мощность турбины определялась с учетом доли мощности турбины газогенератора по отношению к номинальной мощности СТ с помощью коэффициента $Kt = 0,55$. Передаточный коэффициент редуктора $Kr = 5,56$. Инерционность редуктора учитывалась в модели синхронного генератора. При моделировании использовались следующие параметры генератора: индуктивное сопротивление по продольной оси

$X_d = 2,34$ о.е.; ЭДС $E_q = 1,25$ о.е.; напряжение $U_g = 1$ о.е.; постоянная механической инерции $T_{jg} = 1,77$ с; аналогичный параметр для ГТУ в целом $T_{je} = 3,76$ с.

Мощность статической нагрузки принималась равной $0,944 + j0,37$ МВА, а в качестве динамической нагрузки рассматривался эквивалентный асинхронный двигатель (АД) мощностью 670 кВт. Схема разработанной модели ИСЭС с двухвальной ГТУ в MATLAB представлена на рис. 2.

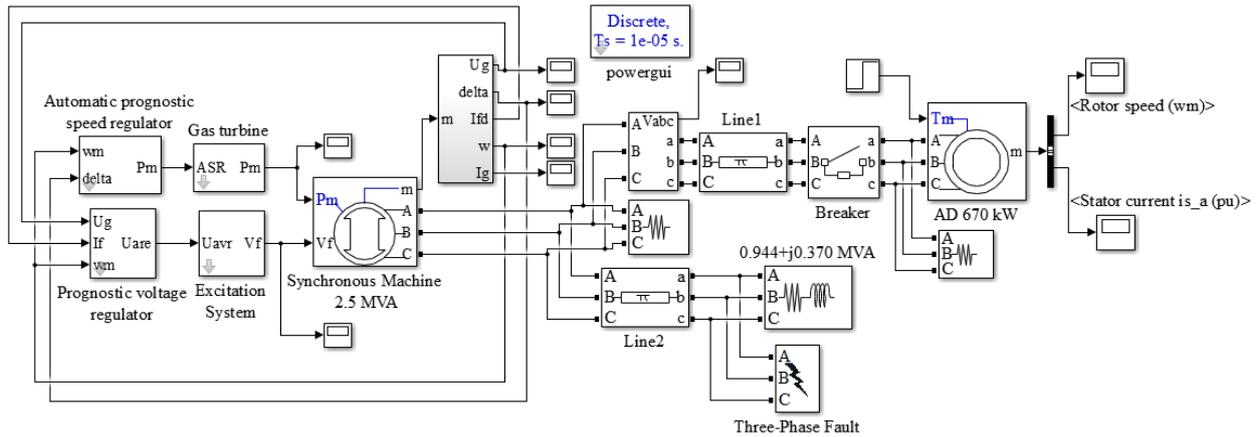


Рис. 2. Схема модели ИСЭС с ГТУ в MATLAB

Описание используемых моделей АРВ и АРС с прогностическими алгоритмами (блоки Prognostic voltage regulator и Automatic prognostic speed regulator на рис. 2), приведено в работах [10; 18–20]. В исследуемой модели ИСЭС с ГТУ в качестве возмущений рассматривались следующие режимы:

- 1) прямой пуск мощного АД;
- 2) кратковременное трехфазное короткое замыкание (КЗ) в ИСЭС с асинхронной нагрузкой.

Результаты моделирования. Исследования проводились с целью определения влияния прогностических регуляторов на качество управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора ГТУ в указанных выше режимах. Пуск АД выполнялся прямым включением в сеть, а удаленное трехфазное КЗ в конце линии длиной 1 км отключалось релейной защитой через 0,6 с. Настройки АРВ и АРС определялись из практических соображений и принимались одинаковыми для классических ПИД регуляторов и устройств с прогностическим звеном. Постоянная времени прогноза для АРС определялась автоматически [10] и изменялась в зависимости от угла нагрузки генератора δ согласно следующей функции:

$$T_p^{APC} = \frac{1}{f_p(\delta)} = \frac{1,629}{\sqrt{\cos \delta}}. \quad (1)$$

Постоянная времени прогнозирующего звена для АРВ T_p^{APB} определялась в соответствии с методикой, описанной в [19], и принималась равной 0,525 с. Сле-

дует отметить, что используемая методика определения постоянных времени прогнозирующих звеньев АРВ и АРС является универсальной и может применяться в схемах с любым количеством генераторов и потребителей электроэнергии.

Результаты моделирования прямого пуска АД в момент времени 12 с представлены в виде временных зависимостей параметров АД и ГТУ на рис. 3–5. Приведенные результаты моделирования показывают, что использование у ГТУ прогностических АРВ и АРС позволяет значительно улучшить демпферные свойства: пуск мощного АД выполняется более плавно и за меньшее время (рис. 3); значительно снижается перерегулирование и время переходного процесса для напряжения и скорости (рис. 4 и 5); в полтора раза уменьшается провал напряжения в ИСЭС при пуске АД (рис. 5); на такую же величину снижается перенапряжение у генератора после запуска АД (рис. 4 и 5).

Результаты сравнения классических и прогностических регуляторов сведены в табл. 1, из которой видно, что использование прогностических АРВ и АРС улучшает качество регулирования при пуске мощного АД: время переходного процесса для скорости ротора АД и генератора ГТУ снижается в среднем на 80%; перерегулирование уменьшается на 94%; степень затухания колебаний увеличивается на 64%; время переходного процесса напряжения генератора ГТУ снижается на 56%; перерегулирование уменьшается на 76%.

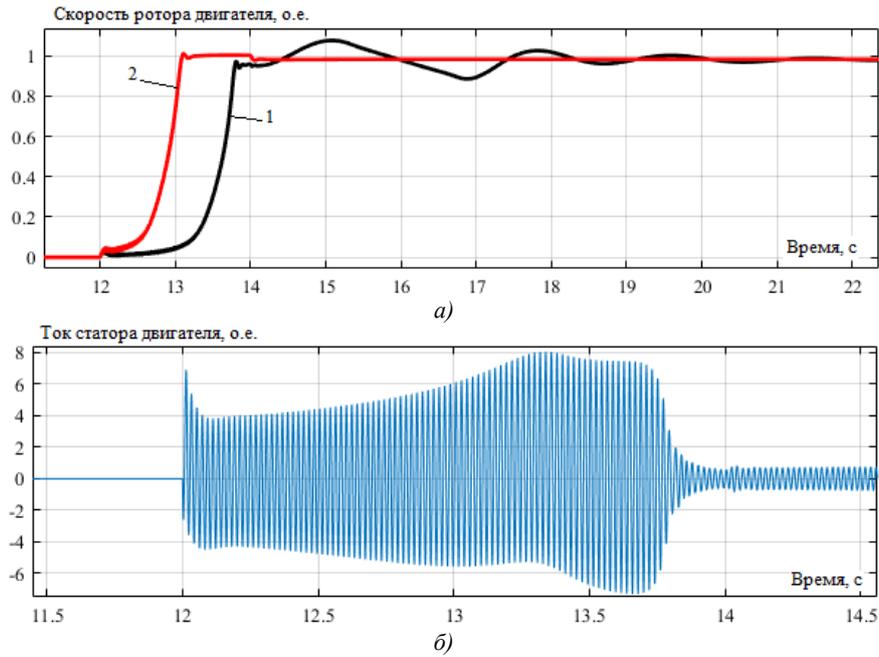


Рис. 3. Осциллограммы скорости ротора (а) и тока статора двигателя (б) при пуске в ИСЭС с ГТУ:
1 — классические АРВ и АРС; 2 — прогностические АРВ и АРС

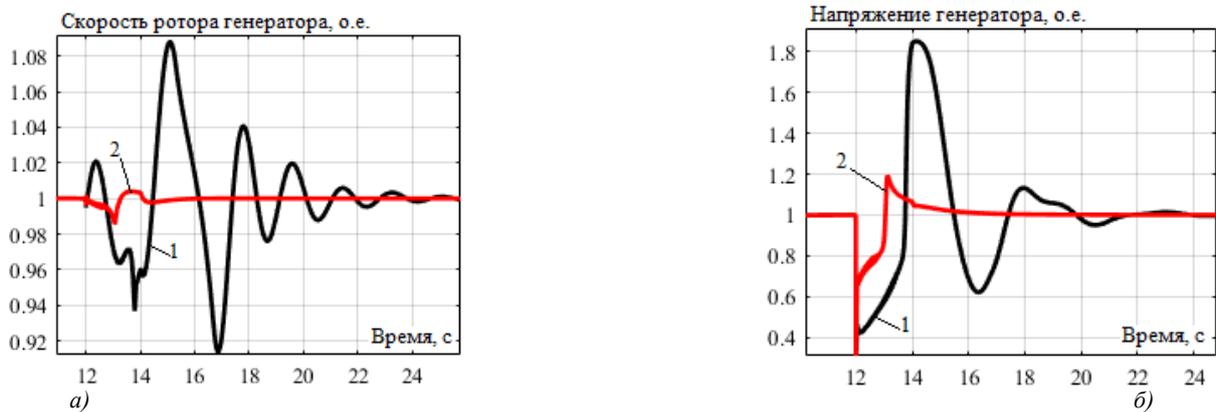


Рис. 4. Осциллограммы скорости ротора (а) и напряжения генератора (б) при пуске относительно мощного АД:
1 — классические АРВ и АРС; 2 — прогностические АРВ и АРС

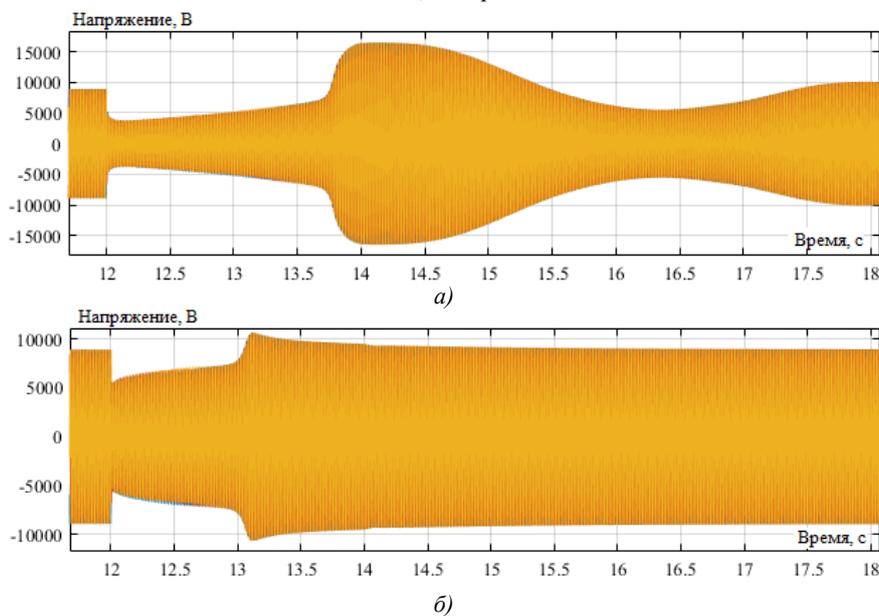


Рис. 5. Осциллограммы напряжения в ИСЭС при пуске относительно мощного АД:
а — классические АРВ и АРС; б — прогностические АРВ и АРС

Таблица 1. Сравнение регуляторов при моделировании прямого пуска мощного АД в ИСЭС

Параметр, определяющий качество регулирования	Способ регулирования параметров ГТУ		Различие, %
	Классические АРВ и АРС	Прогностические АРВ и АРС	
1. Время переходного процесса скорости ротора АД, с	7,5	1,5	80
2. Время переходного процесса скорости ротора генератора ГТУ, с	12	2,5	79
3. Перерегулирование скорости ротора генератора ГТУ σ , %	8,9	0,5	94
4. Степень затухания колебаний скорости ротора генератора ГТУ μ , о.е.	0,55	0,9	64
5. Время переходного процесса напряжения генератора ГТУ, с	9	4	56
6. Перерегулирование напряжения генератора ГТУ σ , %	85	20	76

Примечание: $\sigma = \frac{h_{\max} - h}{h} \cdot 100, \%$; $\mu = \frac{h_{\max1} - h_{\max2}}{h_{\max1}}$, где h_{\max} , $h_{\max1}$ — амплитуда первого колебания регулируемой величины; $h_{\max2}$ — амплитуда второго колебания регулируемой величины; h — установившееся значение регулируемой величины.

Результаты моделирования удаленного кратковременного КЗ в момент времени 28 с представлены на рис. 6–8. Полученные результаты показали, что использование прогностических алгоритмов в регуляторах ГТУ улучшало демпферные свойства и позволяло обеспечить динамическую устойчивость при трехфазном КЗ длительностью 0,6 с (рис. 6). Уменьшалась колебательность и время переходного процесса для напряжения и скорости вращения ротора генератора ГТУ (рис. 6 и 7).

Ток в обмотке статора генератора ГТУ значительно возрастал при кратковременном трехфазном КЗ и последующем самозапуще асинхронного двигателя (рис. 7, а). Применение классических АРВ и АРС не обеспечивало необходимый запас динамической устойчивости, что приводило к значительным колебаниям скорости вращения ротора генератора и АД, провалам напряжения и перенапряжениям в сети с повторными самозапусками АД, сопровождающимися большими толчками тока и напряжения (рис. 6–8).



Рис. 6. Осциллограммы скорости ротора двигателя (а) и генератора (б) при трехфазном КЗ: 1 — классические АРВ и АРС; 2 — прогностические АРВ и АРС

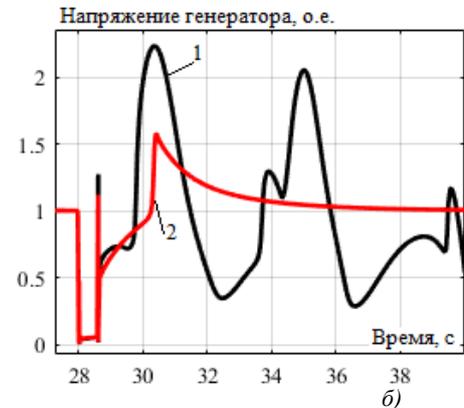
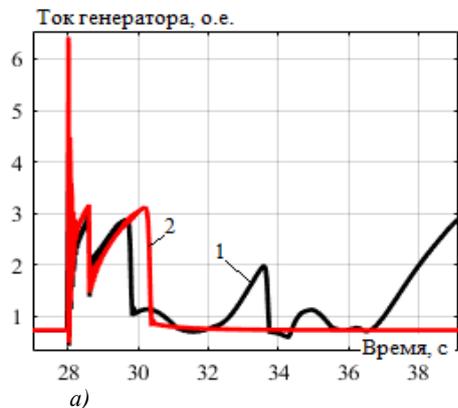


Рис. 7. Осциллограммы тока (а) и напряжения генератора (б) при трехфазном КЗ: 1 — классические АРВ и АРС; 2 — прогностические АРВ и АРС

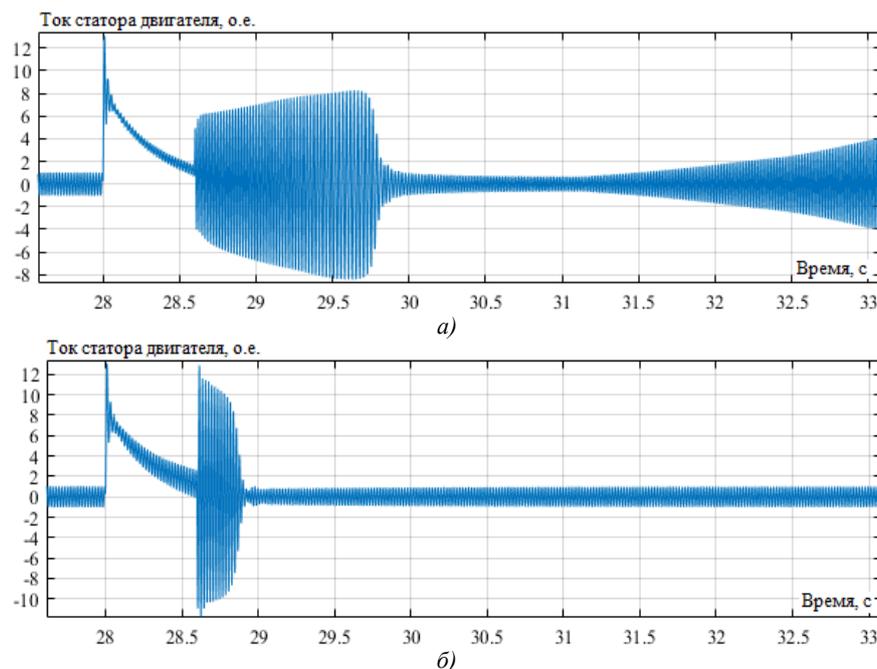


Рис. 8. Осциллограммы токов статора двигателя при трехфазном КЗ в ИСЭС с ГТУ:
а — классические АРВ и АРС; *б* — прогностические АРВ и АРС

Заключение. Результаты компьютерного моделирования ИСЭС с ГТУ, оснащенной прогностическими регуляторами, позволяют сделать следующие выводы:

1. Использование в ГТУ прогностических АРВ и АРС позволяет значительно улучшить демпферные свойства ИСЭС: пуск мощного АД выполняется более плавно и за меньшее время; значительно снижаются перерегулирование и время переходного процесса для напряжения и скорости вращения ротора генератора ГТУ; в полтора раза снижается провал напряжения при пуске асинхронного электродвигателя, и на такую же величину уменьшается перенапряжение после его запуска.

2. Прогностические алгоритмы в регуляторах ГТУ улучшают демпферные свойства ИСЭС и позволяют обеспечить динамическую устойчивость генератора

при кратковременном трехфазном КЗ. Уменьшается колебательность и время переходного процесса для напряжения и скорости вращения ротора генератора ГТУ.

3. Применение прогностических АРВ и АРС в ГТУ позволяет получить приемлемое качество управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора без решения задачи настройки регуляторов, придает адаптивные свойства и повышает живучесть изолированной системы электроснабжения.

Исследования выполнены при финансовой поддержке по гранту государственного задания Министерства науки и высшего образования России (проект № 0667-2020-0039).

Литература

- 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. V. 6. № 4. P. 385–389.
- Buchholz B.M., Styczynski Z. *Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks*. Springer Heidelberg New York Dordrecht London, 2014. 396 p.
- Magdi S. Mahmoud, Fouad M. *AL-Sunni Control and Optimization of Distributed Generation Systems*. Cham: Springer International Publishing: Imprint: Springer, 2015. 578 p.
- Barker Ph.P., De Mello R.W. 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. P. 222–233.
- Voropai N.I., Stychinsky Z.A. Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010. 223 p.
- Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем: в 2-х т. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. Т. 2. 376 с.
- Асаинов Д.Н., Гусев Ю.П. Исследование динамической устойчивости и электродинамической стойкости ГТУ // *Вестн. МЭИ*. 2010. № 2. С. 55–1.
- Илюшин П.В., Филиппов С.П., Новиков Н.Л. Требования к маневренности газотурбинных и газопоршневых генерирующих установок // *Метод. вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. трудов конф. (23-27 сент. 2019 г.)*. Ташкент, 2019. С. 343–352.
- Пикина Г.А. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром // *Новое в рос. электроэнергетике*. 2014. № 3. С. 5–13.
- Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen Van Huan. Automatic prognostic regulators of distributed generators // *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies*. Vladivostok: IEEE, 2018. V. 463. P. 1–4.

11. Centeno P., Egido I., Domingo C., Fernandez F., Rouco L., Gonzalez M. Review of gas turbine models for power system stability studies. 9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering, 2005.
12. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of shaft gas turbines in mechanical drive services. *Turbo Mach. Int.* 1992. V. 33. № 5. P. 26–32.
13. Опарин Д.А., Кавалеров Б.В. О моделировании газотурбинных установок при управлении электростанциями малой и средней мощности // *Вестн. ПНИПУ*. 2014. № 12. С. 5–13.
14. Mohammad Reza Bank Tavakoli, Behrooz Vahidi, Wolfgang Gawlik. An Educational Guide to Extract the Parameters of Heavy Duty Gas Turbines Model in Dynamic Studies Based on Operational Data // *IEEE Trans. Power Syst.* 2009. V. 24. № 3. P. 1366–1374.
15. Бахмисов О.В., Кузнецов О.Н. Методика моделирования газотурбинных и парогазовых установок большой мощности при исследовании процессов в ЭЭС // *Электричество*. 2016. № 5. С. 27–34.
16. Meegahapola L., Flynn D. Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks // *IEEE Trans. Power Syst.* 2014. № 99. P. 1–11.
17. Shalan H., Hassan M., Bahgat A. Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants. Proc. of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), 2010. P. 970–976.
18. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm // 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). IEEE Conference Publications, 2016. P. 1–6. URL: 10.1109/ICIEAM.2016.7911456.
19. 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.
20. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen Van Huan. Simulation of Gas Turbine Power Plants with Voltage and Speed Prognostic Regulators // 2020 International Russian Automation Conference (RusAutoCon). IEEE Conference Publications, 2020. P. 160–164. URL: 10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208114.
6. Merkur'ev G.V., SShargin YU.M. Stability of power systems: v 2-h t. SPb.: NOU «Centr podgotovki kadrov energetiki», 2008. V. 2. 376 p.
7. Asainov D.N., Gusev YU.P. Investigation of dynamic stability and electrodynamic stability of GTU // *Vestnik Moskovskogo Energeticheskogo Instituta / Vestnik MEI / Bulletin of MPEI*. 2010. № 2. P. 55–61.
8. Ilyushin P.V., Filippov S.P., Novikov N.L. Requirements for the maneuverability of gas turbine and gas piston generating plants // *Metod. voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki: sb. trudov konf. (23–27 sent. 2019 g.)*. Tashkent, 2019. P. 343–352.
9. Pikina G.A. The principle of predictive control and the ability to configure control systems with one parameter // *New in Russian Electrical Power-Engineering*. 2014. № 3. P. 5–13.
10. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen Van Huan. Automatic prognostic regulators of distributed generators // *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies. Vladivostok: IEEE*, 2018. V. 463. P. 1–4.
11. Centeno P., Egido I., Domingo C., Fernandez F., Rouco L., Gonzalez M. Review of gas turbine models for power system stability studies. 9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering, 2005.
12. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of shaft gas turbines in mechanical drive services. *Turbo Mach. Int.* 1992. V. 33. № 5. P. 26–32.
13. Oparin D.A., Kavalero B.V. On the modeling of gas turbine plants in the control of small and medium power plants // *PNRPU Bulletin*. 2014. № 12. P. 5–13.
14. Mohammad Reza Bank Tavakoli, Behrooz Vahidi, Wolfgang Gawlik. An Educational Guide to Extract the Parameters of Heavy Duty Gas Turbines Model in Dynamic Studies Based on Operational Data // *IEEE Trans. Power Syst.* 2009. V. 24. № 3. P. 1366–1374.
15. Bahmisov O.V., Kuznecov O.N. Method of modeling gas turbine and combined cycle power plants of high power in the study of processes in the EPS // *Electrichestvo (Electricity)*. 2016. № 5. P. 27–34.
16. Meegahapola L., Flynn D. Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks // *IEEE Trans. Power Syst.* 2014. № 99. P. 1–11.
17. Shalan H., Hassan M., Bahgat A. Comparative Study on Modeling of Gas Turbines in Combined Cycle Power Plants. Proc. of the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), 2010. P. 970–976.
18. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Optimization of automatic regulator settings of the distributed generation plants on the basis of genetic algorithm // 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). IEEE Conference Publications, 2016. P. 1–6. URL: 10.1109/ICIEAM.2016.7911456.
19. 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.
20. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V., Nguyen Van Huan. Simulation of Gas Turbine Power Plants with Voltage and Speed Prognostic Regulators // 2020 International Russian Automation Conference (RusAutoCon). IEEE Conference Publications, 2020. P. 160–164. URL: 10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208114.

References

1. 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. V. 6. № 4. P. 385–389.
2. Buchholz B.M., Styczynski Z. *Smart Grids - Fundamentals and Technologies in Electricity Networks*. Springer Heidelberg New York Dordrecht London, 2014. 396 p.
3. Magdi S. Mahmoud, Fouad M. *AL-Sunni Control and Optimization of Distributed Generation Systems*. Cham: Springer International Publishing: Imprint: Springer, 2015. 578 p.
4. Barker Ph.P., De Mello R.W. 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. P. 222–233.
5. Voropai N.I., Stychinsky Z.A. *Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics*, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010. 223 p.