



## МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ С ПРОГНОСТИЧЕСКИМИ РЕГУЛЯТОРАМИ НАПРЯЖЕНИЯ И СКОРОСТИ

Ю. Н. Булатов<sup>1</sup>, А. В. Крюков<sup>2,3</sup>, Нгуен Ван Хуан<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Братский государственный университет, г. Братск, Россия

<sup>2</sup>Иркутский государственный университет путей сообщения,  
г. Иркутск, Россия

<sup>3</sup>Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
г. Иркутск, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, [bulatovyura@yandex.ru](mailto:bulatovyura@yandex.ru)

**Резюме:** В статье представлены результаты компьютерных исследований, цель которых состояла в разработке динамических моделей двухвальных газотурбинных установок (ГТУ) малой мощности, оснащенных автоматическими регуляторами возбуждения и скорости с прогностическими звеньями. При использовании ГТУ в изолированных системах электроснабжения отклонения частоты и напряжения могут быть значительными, что неблагоприятно влияет на показатели качества электроэнергии. Настройка регуляторов вводимой в эксплуатацию ГТУ требует сложных расчетов. Применение алгоритмов, позволяющих с минимальными затратами усовершенствовать классические регуляторы, позволяет эффективно решать задачи их настройки. К их числу можно отнести прогностические алгоритмы, позволяющие настроить систему автоматического управления с помощью одного параметра – времени прогноза. Это особенно актуально в условиях необходимости ускоренного ввода в эксплуатацию ГТУ. Представленные в статье модели реализованы с использованием пакета Simulink системы MATLAB. Исследовано влияние прогностических алгоритмов на качество управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора ГТУ в режимах подключения и сброса нагрузки. Результаты компьютерного моделирования дали возможность сформулировать следующие выводы: применение прогностических регуляторов при подключении к ГТУ дополнительной нагрузки позволяет убрать колебательность, уменьшить провалы напряжения, снизить время переходного процесса на 2,5 с; при резком сбросе нагрузки за счет применения прогностических алгоритмов удастся полностью убрать колебательность, уменьшить перерегулирование скорости вращения ротора и перенапряжения на зажимах генератора, а также заметно снизить время переходного процесса для скорости по сравнению с классическими регуляторами; использование прогностических алгоритмов позволяет получить приемлемые показатели качества переходных процессов без применения сложных процедур настройки регуляторов.

**Ключевые слова:** распределенная генерация, газотурбинные установки, автоматические регуляторы возбуждения и скорости, прогностические алгоритмы.

**Для цитирования:** Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен Ван Хуан. Моделирование газотурбинной установки с прогностическими регуляторами напряжения и скорости // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3. С. 60-67. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-60-67.

## MODELING A GAS-TURBINE UNIT WITH PROGNOSTIC REGULATORS OF VOLTAGE AND SPEED

YuN. Bulatov<sup>1</sup>, AV. Kryukov<sup>2,3</sup>, Nguyen Van Huan<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Bratsk State University, Bratsk, Russia

<sup>2</sup>Irkutsk State Transport University, Irkutsk, Russia

<sup>3</sup>Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, [bulatovyura@yandex.ru](mailto:bulatovyura@yandex.ru)

**Abstract: Object.** The article presents the results of computer research, the purpose of which was to develop dynamic models of low-power twin-shaft gas turbine units (GTU) equipped with automatic excitation and speed regulators with predictive links. **Methods.** Setting up the regulators of the commissioned gas turbine requires complex calculations. The use of algorithms that make it possible to improve the classical regulators with minimal costs allows us to effectively solve the problems of their settings. These include prognostic algorithms that allow you to configure the automatic control system using one parameter - forecast time. The models presented in the article are implemented using the Simulink package of the MATLAB system. **Results.** The influence of prognostic algorithms on the quality of controlling the voltage and rotor speed of a gas turbine generator in the modes of connecting and dumping loads is studied. Studies have shown that increasing the coefficient of the amplifier of the auto-predictive speed regulator can significantly reduce overshoot and the transition process, and also has a positive effect on voltage regulation. **Conclusions.** The results made it possible to formulate the following conclusions: the use of prognostic regulators when connecting an additional load to the gas turbine allows you to remove the oscillation, reduce voltage dips, reduce the transient time by 2.5 s; with a sharp load shedding due to the use of prognostic algorithms, it is possible to completely remove the oscillation, reduce the overshoot of the rotor speed and overvoltage at the generator terminals, and also significantly reduce the transient time for speed compared to classical regulators; the use of prognostic algorithms allows us to obtain acceptable quality indicators of transients without the use of complex regulator tuning procedures.

**Key words:** distributed generation, gas turbine units, automatic regulators of excitation and speed, prognostic algorithms.

**For citation:** Bulatov YuN, Kryukov AV, Nguyen Van Huan. Modeling a gas-turbine unit with prognostic regulators of voltage and speed. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020;22(3):60-67. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-60-67.

### Введение

Использование установок распределённой генерации (РГ), находящихся в непосредственной близости от потребителей электроэнергии, позволяет уменьшить потери мощности и повысить надежность электроснабжения. Это особенно актуально при модернизации изолированных систем электроснабжения (СЭС).

Широкое практическое применение для электроснабжения потребителей находят многовальные газотурбинные установки (ГТУ), имеющие лучшие характеристики, чем у одновальных [1-3]:

- при изменениях нагрузки в широких пределах экономичность многовальных ГТУ значительно выше;
- момент механической инерции многовальных ГТУ существенно меньше;
- электромеханическая постоянная времени многовальных ГТУ в 2...4 раза ниже.

В работе рассматривается двухвальная ГТУ, структурная схема которой показана на рис. 1. Путем изменения подачи топлива в камеру сгорания с помощью автоматического регулятора скорости (АРС) поддерживается заданная частота вращения силовой турбины и ротора генератора; при этом мощность силовой турбины изменяется с некоторым запаздыванием, обусловленным моментом инерции вращающихся масс.

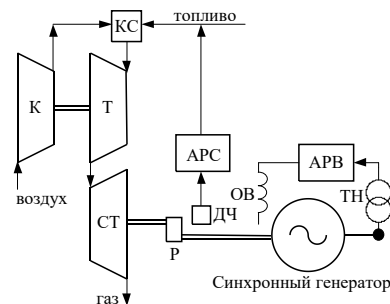


Рис. 1. Структурная схема двухвальной ГТУ:

К – компрессор; Т – турбина высокого давления; КС – камера сгорания; СТ – силовая турбина; Р – редуктор; ДЧ – датчик частоты вращения; ОВ – обмотка возбуждения; ТН – трансформатор напряжения; АРВ – автоматический регулятор возбуждения; АРС – автоматический регулятор скорости

При использовании ГТУ в изолированных СЭС отклонения частоты и напряжения от номинального значения могут быть значительными, что неблагоприятно влияет на показатели качества электроэнергии. Настройка регуляторов вновь вводимой в эксплуатацию ГТУ традиционными методами требует многовариантных и сложных расчетов. Применение алгоритмов, позволяющих с минимальными затратами усовершенствовать классические регуляторы позволяет более эффективно решать задачи по их настройке. К их числу можно отнести прогностические алгоритмы [4, 5], позволяющие настроить систему автоматического управления с помощью одного параметра – времени прогноза. Это особенно актуально в условиях необходимости ускоренного ввода в эксплуатацию ГТУ.

В статье приведены результаты компьютерных исследований влияния прогностических алгоритмов на качество управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора ГТУ в режимах подключения и сброса нагрузки потребителей. Моделирование ГТУ с автоматическими регуляторами проводилось в системе *MATLAB*.

Применение прогностического АРВ и автопрогностического АРС позволяет значительно уменьшить перерегулирование и время переходного процесса напряжения и частоты вращения ротора синхронного генератора по сравнению с классическими регуляторами без использования сложных процедур настройки.

#### Описание модели ГТУ и используемых прогностических регуляторов

При исследовании динамических режимов работы ГТУ возникает задача выбора модели турбины; при этом могут использоваться модели ГТУ различной степени детализации [6-9]. В основном это модели одновальных ГТУ. Для применения целого ряда моделей ГТУ требуются экспериментальные характеристики [10-12]. Сложность использования этих моделей состоит в том, что необходим большой объем данных о конкретной ГТУ, которых нет в открытом доступе. Проблемным также являются трудоемкость построения полной модели ГТУ и сложность подбора ее параметров для обеспечения стабильной работы во всех изучаемых режимах [10].

Динамические свойства двухвальной ГТУ достаточно точно можно учесть с помощью модели [1], схема которой представлена на рис. 2. Модель реализована с использованием пакета *Simulink* системы *MATLAB*. Моделировалась ГТУ номинальной мощностью 2,5 МВт на базе двухвальной газовой турбины с редуктором со стороны генератора. Номинальная частота вращения силовой турбины составляет 5500 об/мин, а ротора синхронного генератора – 1000 об/мин. В представленной модели учитываются расход топлива и изменение кинетической энергии газогенератора (турбины и компрессора).

Камера сгорания (блок *Combustion chamber* на рис. 2), обуславливающая некоторое запаздывание при изменении подачи и скорости сгорания топлива, моделировалась аperiодическим звеном первого порядка с передаточной функцией

$$\frac{1}{T_{cc}S + 1},$$

где  $T_{cc}$  – постоянная времени камеры сгорания, которая принималась равной 0,01 с.

Газогенератор моделировался интегрирующим звеном, охваченным жесткой отрицательной обратной связью [1], постоянная времени которого принималась равной 1,99 с исходя из мощности и частоты вращения турбины с моментом инерции 454 кг·м<sup>2</sup>, приведенного к частоте вращения ротора генератора. Механическая мощность турбины определялась с учетом доли мощности турбины газогенератора по отношению к номинальной мощности силовой турбины с помощью коэффициента  $K_t$  (при моделировании принимался равным 0,55). Передаточный коэффициент редуктора  $K_r$  составлял 5,56. Инерционность редуктора учитывалась в модели генератора.

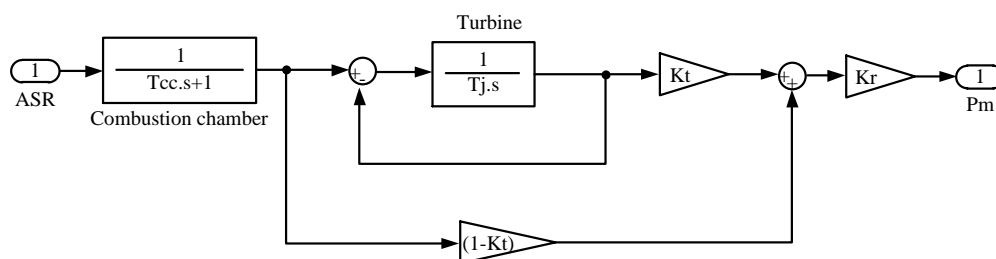


Рис. 2. Схема модели двухвальной газовой турбины в *Simulink*

Синхронный генератор моделировался стандартным блоком пакета *SymPowerSystems* – *Synchronous Machine pu Fundamental*. При моделировании использовались следующие параметры: 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  $T_{js} = 1,77$  с и др. Эквивалентная постоянная механической инерции ГТУ (турбины и генератора) составляла  $T_{je} = 3,76$  с.

Схема используемой модели ГТУ, работающей на выделенную нагрузку, представлена на рис. 3. В модели предусматривалось внесение возмущения в виде отключения или подключения активно-индуктивной нагрузки мощностью  $0,645 + j0,17$  МВ·А с помощью выключателя (блок *Breaker*). Подробное описание используемых в модели регуляторов скорости и напряжения приведено в [5,13,14].

На рис. 4 и 5 представлены схемы используемых *Simulink*-моделей прогностического АРВ и автопрогностического АРС [5,13]. В блоке *Amplifier* (рис.4) учитывалось последовательное соединение электронного усилителя с передаточной функцией  $\frac{K_a}{T_a s + 1}$  и линейного прогнозирующего звена с передаточной функцией  $T_p s + 1$ . При моделировании для АРВ принимались следующие числовые значения параметров:  $K_a = 1$ ;  $T_a = 0,001$  с,  $T_p = 0,525$  с.

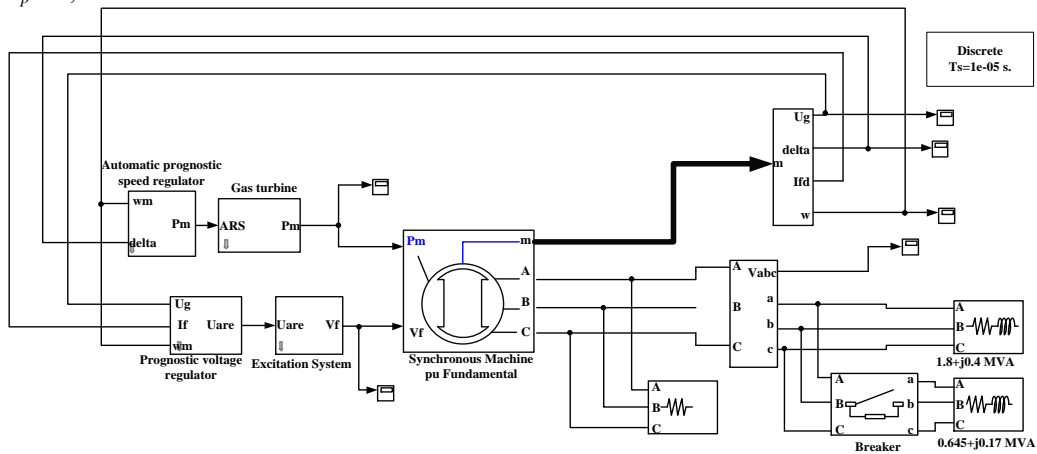


Рис.3. Схема модели ГТУ в MATLAB

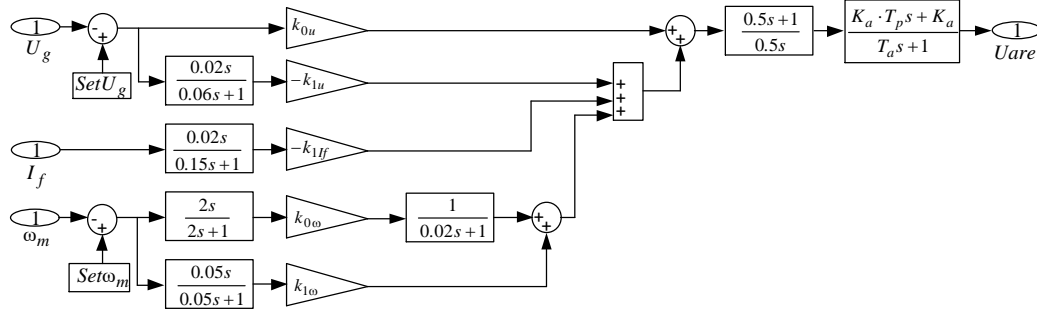


Рис. 4. Схема *Simulink*-модели прогностического АРВ:

$U_g$  – напряжение генератора;  $SetU_g$  – заданное значение напряжения генератора;  $I_f$  – ток возбуждения генератора;  $\omega_m$  – скорость вращения ротора генератора;  $Set \omega_m$  – заданное значение скорости;  $k_{0u}, k_{1u}, k_{1If}, k_{0\omega}, k_{1\omega}$  – коэффициенты настройки АРВ

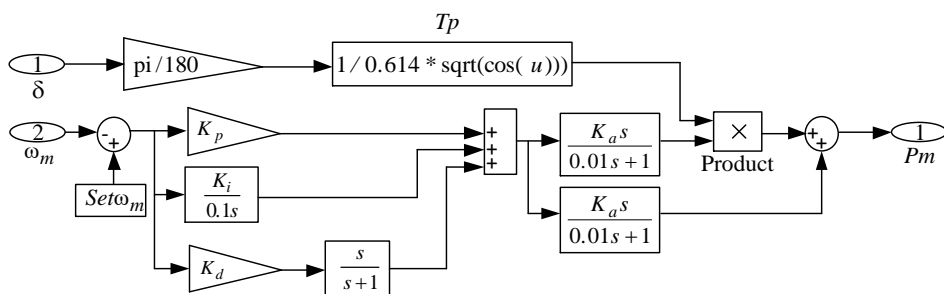


Рис. 5. Схема *Simulink*-модели автопрогностического АРС:

$K_p, K_i, K_d$  – коэффициенты настройки АРС

Постоянная времени прогнозирующего звена АРС определлась частотой собственных колебаний ГТУ по выражению [5]

$$T_p = \frac{1}{f_p} = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{\partial P_g}{\partial \delta_g} \cdot \frac{\omega_0}{T_{je}}}} = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{E_q \cdot U_g}{X_d} \cdot \cos \delta \cdot \frac{\omega_0}{T_{je}}}}, \quad (1)$$

где  $f_p$  – частота собственных колебаний ротора генератора при неизменности по модулю и углу вектора напряжения на его шинах – парциальная частота, являющаяся параметром генератора, комплексно характеризующим его инерционность и жесткость связи с СЭС [15];  $\omega_0$  – номинальная частота вращения ротора генератора, рад/с;  $T_{je}$  – эквивалентная постоянная механической инерции агрегата, с;  $X_d$  – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси, о.е.;  $U_g$  – номинальное напряжение генератора, о.е.;  $\delta$  – угол между напряжением и ЭДС  $E_q$  генератора, зависящий от нагрузочного режима, эл. град.

Частота собственных колебаний моделируемой ГТУ для указанных выше параметров в зависимости от угла нагрузки  $\delta$  представлена в модели автопрогностического АРС (рис.5) следующей функцией:

$$f_p(\delta) = 0,614 \cdot \sqrt{\cos \delta}.$$

### Результаты моделирования

Исследования проводились для выявления влияния прогностических алгоритмов на качество управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора ГТУ в следующих режимах:

- подключение дополнительной нагрузки (28 % от номинальной мощности установки);
- резкий сброс нагрузки (30 % от номинальной мощности установки).

При моделировании коэффициенты настройки классических и прогностических регуляторов задавались, исходя из практических соображений, следующими: для АРВ  $k_{0u} = 5$ ,  $k_{1u} = 1$ ,  $k_{1f} = 0$ ,  $k_{0\omega} = 1$ ,  $k_{1\omega} = 1$ ; для АРС  $K_p = 1$ ,  $K_i = 1$ ,  $K_d = 0,1$ ; при этом коэффициент усилителя  $K_a$  для классического и автопрогностического АРС принимал значения 1 и 50.

Результаты моделирования указанных режимов работы ГТУ с классическими и прогностическими АРВ и АРС представлены на рис. 6-8.

Полученные результаты показали, что увеличение коэффициента усилителя  $K_a$  АРС позволяет значительно уменьшить перерегулирование и время переходного процесса для скорости вращения ротора, а также оказывает положительное влияние на регулирование напряжения (рис. 6 и 7).

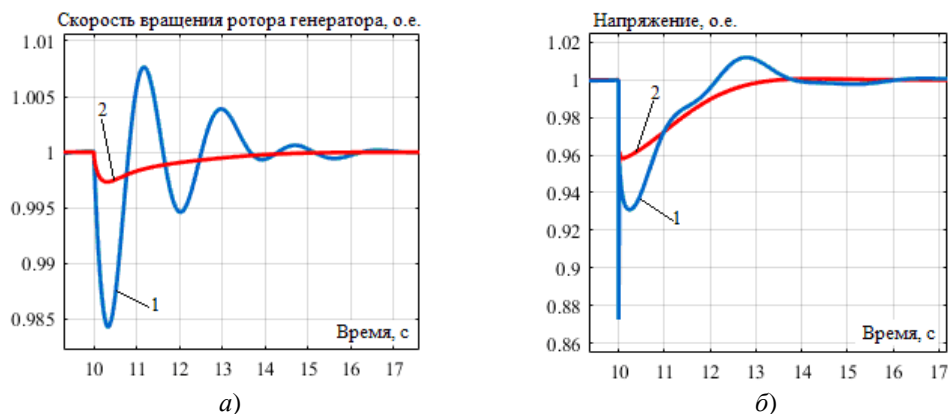


Рис. 6. Осциллограммы скорости вращения ротора (а) и напряжения (б) генератора при подключении дополнительной нагрузки (для АРС коэффициент усилителя  $K_a=1$ ):

- 1 – АРВ и АРС без прогнозирующих звеньев;
- 2 – прогностический АРВ и автопрогностический АРС

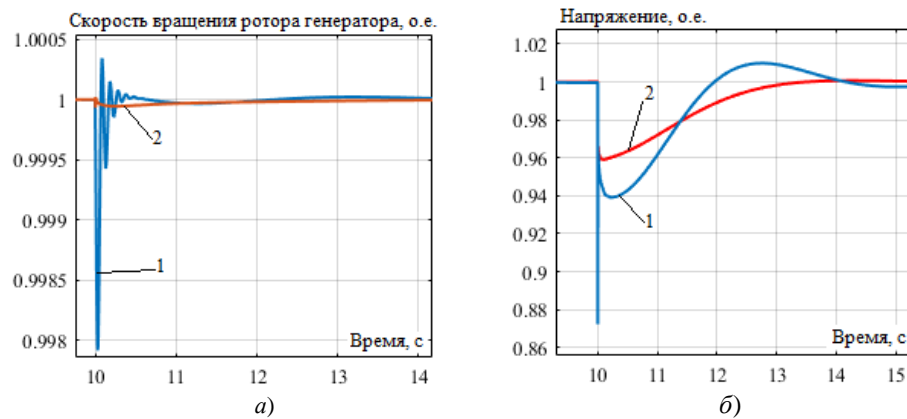


Рис. 7. Осциллограммы скорости вращения ротора (а) и напряжения (б) генератора при подключении дополнительной нагрузки (для АРС коэффициент усилителя  $K_a=50$ ):

1 – АРВ и АРС без прогнозирующих звеньев;  
2 – прогностический АРВ и автопрогностический АРС

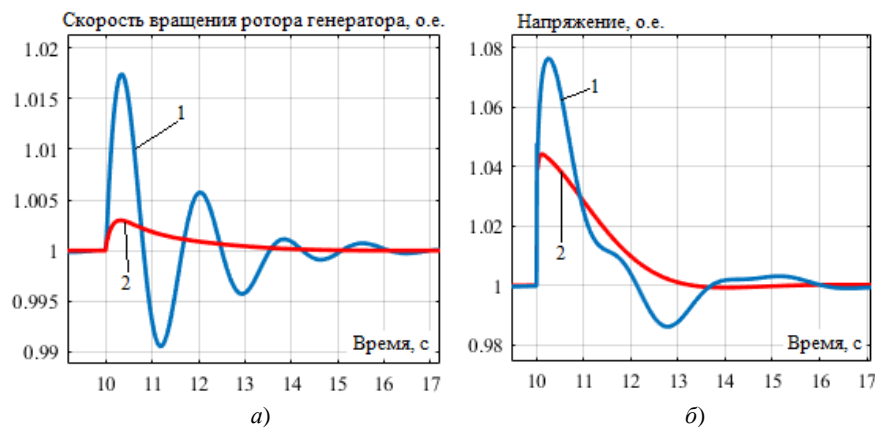


Рис.8. Осциллограммы скорости вращения ротора (а) и напряжения (б) генератора при сбросе нагрузки на 30% (для АРС коэффициент усилителя  $K_a=1$ ):

1 – АРВ и АРС без прогнозирующих звеньев;  
2 – прогностический АРВ и автопрогностический АРС

Применение прогностического АРВ и автопрогностического АРС дает возможность:

- при подключении к ГТУ дополнительной нагрузки убрать колебательность (рис. 6 и 7), уменьшить провалы напряжения и скорости вращения ротора генератора (рис. 6, б);
- снизить время переходного процесса для скорости вращения ротора генератора на 2,5 с и получить время переходного процесса для напряжения и скорости практически одинаковыми (рис. 6, а и б);

- при резком сбросе нагрузки ГТУ полностью убрать колебательность (рис. 8), уменьшить перерегулирование скорости вращения ротора и перенапряжение на зажимах генератора, а также снизить на 2,5 с время переходного процесса для скорости по сравнению с классическими регуляторами.

### Заключение

Разработаны компьютерные модели двухвальной ГТУ малой мощности с прогностическим АРВ и автопрогностическим АРС. Исследовано влияние прогностических алгоритмов на качество управления напряжением и скоростью вращения ротора генератора ГТУ в режимах подключения и сброса нагрузки потребителей. Результаты компьютерного моделирования позволяют сделать следующие выводы:

1. Применение прогностического АРВ и автопрогностического АРС при подключении к ГТУ дополнительной нагрузки позволяет убрать колебательность, уменьшить провал напряжения и скорости вращения ротора генератора, снизить время переходного процесса на 2,5 с;

2. При резком сбросе нагрузки ГТУ прогностические алгоритмы дают возможность полностью убрать колебательность, уменьшить перерегулирование скорости вращения ротора и перенапряжения на зажимах генератора, а также снизить время переходного процесса по сравнению с классическими регуляторами.

3. Использование прогностических алгоритмов позволяет получить достаточно высокие показатели качества переходного процесса напряжения и скорости вращения ротора генератора ГТУ без применения сложных расчетов и процедур настройки регуляторов.

#### Литература

1. Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем. В 2-х т. СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2008. Т. 2. 376 с.
2. Асаинов Д.Н., Гусев Ю.П. Исследование динамической устойчивости и электродинамической стойкости ГТУ // Вестник МЭИ. 2010. №2. С. 55-61.
3. Илюшин П.В., Филиппов С.П., Новиков Н.Л. Требования к маневренности газотурбинных и газопоршневых генерирующих установок // В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики в 2-х книгах. 2019. С. 343-352.
4. Пикина Г.А. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром // Новое в российской электроэнергетике. 2014. № 3. С. 5-13.
5. 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, 03–04 October 2018). Vladivostok: IEEE, 2018. V. 463. pp. 1–4. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602718>
6. Centeno P., Egido I., Domingo C., et al. Review of gas turbine models for power system stability studies. – 9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering, 2005.
7. Rowen W.I. Simplified Mathematical Representations of shaft gas turbines in mechanical drive services. – Turbo Mach. Int., 1992. V. 33, N. 5. pp. 26–32.
8. Опарин Д.А., Кавалеров Б.В. О моделировании газотурбинных установок при управлении электростанциями малой и средней мощности // Вестник ПНИПУ. 2014. №12. С.5-13.
9. 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. N. 3. pp. 1366-1374.
10. 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.
11. Meegahapola L. and Flynn D. Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks. IEEE Trans. Power Syst. 2014. N. 99. pp. 1–11.
12. 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. pp. 970–976.
13. 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, pp. 1-6.
14. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен Ван Хуан. Методика настройки прогностических регуляторов установок распределенной генерации // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2016. № 11-12. С. 84-95.
15. Бушуев В.В., Лизалек Н.Н., Новиков Н.Л. Динамические свойства энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1995. 320 с.

#### Авторы публикации

**Булатов Юрий Николаевич** – канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой электроэнергетики и электротехники, Братский государственный университет.

**Крюков Андрей Васильевич** – д-р техн. наук, профессор кафедры электроэнергетики транспорта, Иркутский государственный университет путей сообщения; профессор кафедры электроснабжения и электротехники, Иркутский национальный исследовательский технический университет.

**Нгуен Ван Хуан** – магистр техники и технологии, аспирант, Иркутский национальный исследовательский технический университет.

#### References

1. Merkurjev GV, Shargin YuM. *Ustojchivost' energosistem*. In 2 volumes. St. Petersburg: NOU «Centr podgotovki kadrov energetiki», 2008. V. 2. 376 p.
2. Asainov DN, Gusev YuP. Research of dynamic stability and electrodynamic resistance of the

gas turbine plants. *Bulletin of the Moscow Power Engineering Institute*. 2010; 2: 55-61.

3. Плушин ПВ, Филиппов СП, Новиков НЛ. Требования к маневренности газотурбинных и газопоршневых генерирующих установок. *Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики*. 2019;1:343-352.

4. Пикина ГА. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром. *New in Russian electric power industry*. 2014;3:5-13.

5. Bulatov YuN, Kryukov AV, Nguyen Van Huan. Automatic prognostic regulators of distributed generators. *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (October 03–04, 2018)*. Vladivostok: IEEE, 2018;463:1–4. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602718>

6. Centeno P, Egado I, Domingo C, et al. *Review of gas turbine models for power system stability studies*. 9th Spanish Portuguese Congress on Electrical Engineering, 2005.

7. Rowen WI. *Simplified Mathematical Representations of single shaft gas turbines in mechanical drive services*. *Turbo Mach. Int.*, 1992;33(5):26–32.

8. Опарин ДА, Кавалеров ВВ. О моделировании газотурбинных установок при управлении электростанциями малой и средней мощности. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University*. 2014; 12: 5-13.

9. 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;24 (3):1366-1374.

10. Bakhmisov OV, Kuznetsov ON. Methods of Simulation of Heavy Duty Gas Turbine Units and Combined Cycle Power Plants for Power Systems Studies. *Electricity*. 2016;5: 27-34.

11. Meegahapola L. and Flynn D. *Characterization of Gas Turbine Lean Blowout During Frequency Excursions in Power Networks*. *IEEE Trans. Power Syst.* 2014; 99: 1–11.

12. 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, pp. 970-976.

13. Bulatov Yu.N, Kryukov AV. 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. pp. 1-6. doi: 10.1109 / ICIEAM.2016.7911456.

14. Bulatov YuN, Kryukov AV, Huan NV. Methodology of determining forecasting controllers of distributed generation plants. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2016;11-12:84-95.

15. Bushuev VV, Lizalek NN, Novikov NL. *Динамические свойства энергосистем*. Moscow: Energoatomizdat. 1995. 320 p.

#### Authors of the publication

**Yuri N. Bulatov** – Bratsk State University, Bratsk, Russia. Email: bulatovyura@yandex.ru.

**Andrey V. Kryukov** – Irkutsk State Transport University, Irkutsk, Russia. Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

**Van Huan Nguyen** – Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

*Поступила в редакцию*

*23 апреля 2020 г.*