

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ИЗОЛИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УПРАВЛЯЕМЫМИ УСТАНОВКАМИ
РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ, НАКОПИТЕЛЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И
ДВИГАТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКОЙ**

Булатов¹ Ю.Н., Крюков^{2,3} А.В., Суслов² К.В.

¹Братский государственный университет, г. Братск, Россия

²Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия

³Иркутский государственный университет путей сообщения,
г. Иркутск, Россия

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, bulatovyura@yandex.ru

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Исследование режимов работы изолированной системы электроснабжения с управляемыми установками распределенной генерации, накопителями электроэнергии и двигательной нагрузкой. Определение влияния предлагаемого прогностического регулятора установки распределенной генерации на параметры регулирования и показатели качества процесса управления при различных режимах работы изолированной системы электроснабжения. *МЕТОДЫ.* Исследования проводились на компьютерной модели изолированной системы электроснабжения с турбогенераторной установкой, ветрогенератором и накопителем электроэнергии большой мощности, для которых использовались нечеткая система управления и прогностический регулятор. Моделирование выполнялось в системе MATLAB с применением пакетов Simulink и SimPowerSystems. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье приведено описание компьютерной модели изолированной системы электроснабжения, а также структурная схема предлагаемого автопрогностического регулятора скорости. Результаты моделирования показали, что совместное применение накопителя электроэнергии и автопрогностического регулятора скорости ротора генератора позволяет обеспечить устойчивость и живучесть изолированной системы электроснабжения, повышая ее демпферные свойства. Использование нечеткой системы управления углом поворота лопастей ветрогенерирующей установки позволило обеспечить стабильную работу ветроэлектростанции во всех рассмотренных режимах. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* Автопрогностический регулятор скорости, не требующий специальной настройки, и накопитель электроэнергии обеспечивают высокие показатели качества управления в нормальных и аварийных режимах. Целесообразно проведение дальнейших исследований по согласованию действий системы управления накопителя электроэнергии и автопрогностического регулятора скорости.

Ключевые слова: *изолированные системы электроснабжения; установки распределенной генерации; накопители электроэнергии; прогностические регуляторы; моделирование.*

Благодарности: *Исследования выполнены при финансовой поддержке по гранту государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FZZS-2020-0039).*

Для цитирования: Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Суслов К.В. Исследование режимов работы изолированной системы электроснабжения с управляемыми установками распределенной генерации, накопителями электроэнергии и двигательной нагрузкой. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 5. С. 184-194. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-184-194.

THE STUDY OF THE ISOLATED POWER SUPPLY SYSTEM OPERATION WITH CONTROLLED DISTRIBUTED GENERATION PLANTS, ENERGY STORAGE UNITS AND DRIVE LOAD

YuN. Bulatov¹, AV. Kryukov^{2, 3}, KV. Suslov³

¹ Bratsk State University, Bratsk, Russia

² Irkutsk State Transport University, Irkutsk, Russia

³ Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, bulatovyura@yandex.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* Investigation of the operating modes of an isolated power supply system with controlled distributed generation plants, energy storage units and a drive load. Determination of the influence of the proposed prognostic controller of a distributed generation plant on the control parameters and quality indicators of the control process under various operating modes of an isolated power supply system. *METHODS.* The studies were carried out on a computer model of an isolated power supply system of an industrial enterprise with a turbine generator plant, a wind generator plant and a high-power electric storage unit, for which a fuzzy control system and a prognostic controller were used. The simulation was performed in MATLAB using Simulink and SimPowerSystems packages. *RESULTS.* The article describes a computer model of an isolated power supply system, as well as a structural diagram of the proposed auto-prognostic speed controller. The simulation results showed that the combined use of an energy storage unit and an auto-prognostic generator rotor speed controller makes it possible to ensure the stability and survivability of an isolated power supply system, increasing its damping properties. The use of a fuzzy control system of a wind-generating plant made it possible to ensure its stable operation in all considered modes. *CONCLUSION.* The auto-prognostic speed controller, which does not require special settings, and the energy storage unit provide high quality control indicators in normal and emergency modes. It is advisable to conduct further studies to coordinate the actions of the control system of the electric energy storage unit and the auto-prognostic speed controller of the distributed generation plant.

Keywords: isolated power supply systems; distributed generation plants; energy storage units; prognostic controllers; modeling.

Acknowledgments: The research was carried out with financial support from a grant from the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of Russian Federation (project No. FZZS-2020-0039).

For citation: Bulatov YuN, Kryukov AV, Suslov KV. The study of the isolated power supply system operation with controlled distributed generation plants, energy storage units and drive load. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(5):184-194. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-5-184-194.

Введение

Достаточно большая доля систем электроснабжения работают изолированно, т. е. без связи с электроэнергетической системой (ЭЭС) большой мощности. Для развития изолированных систем электроснабжения (ИСЭС) и повышения их надежности могут использоваться накопители электроэнергии (НЭ) [1], позволяющие также снизить расход топлива электроустановок [2], а при их оптимальном размещении – сгладить график нагрузки [3]. Основу ИСЭС составляют установки распределённой генерации (РГ), используемые также при планировании расширения энергосистемы [4] и повышающие ее живучесть [5], в том числе работающие на возобновляемых источниках энергии [6, 7]. При эксплуатации установок РГ в ИСЭС необходимо учитывать ограничения по максимальной нагрузке потребителей, ее характер, а также влияние на генерирующие установки динамики изменения режимов работы ИСЭС. Сгладить и ограничить возможные при этом колебания и отклонения регулируемых параметров возможно путем использования НЭ и

интеллектуальных технологий управления установками РГ [8, 9], использующих децентрализованное управление [10] с учетом стохастической выработки и сглаживания ветровой энергии [11, 12].

Как показывают исследования, достаточно эффективным способом управления установками РГ на основе синхронных генераторов является использование нечетких регуляторов [13, 14], нейро-нечетких систем [15, 16] и прогностических алгоритмов [17, 18], позволяющих создавать адаптивные системы [19]. Однако для практического применения таких систем требуются трудоемкие исследования на сложных моделях с учетом большого числа возможных режимов работы с целью определения их влияния на параметры регулирования и показатели качества процессов управления.

В работе исследовалась ИСЭС промышленного предприятия с двигательной нагрузкой. В рассматриваемой ИСЭС использовались следующие установки РГ: турбогенераторная установка (ТГУ) с автопрогностическим регулятором скорости [19], ветрогенераторная установка (ВГУ) с нечетким регулятором угла поворота лопастей ветроколеса [14] и накопитель, энергоемкость и мощность которого достаточна для покрытия всей нагрузки предприятия. Моделирование выполнялось в системе *MATLAB* с применением пакетов *Simulink* и *SimPowerSystems*. Исследуются нормальные и аварийные режимы работы в ИСЭС.

Описание исследуемой компьютерной модели ИСЭС с установкой РГ и НЭ

Схема исследуемой ИСЭС, показанная на рис.1, имела в своем составе следующие источники электроэнергии: ТГУ мощностью 3125 кВт·А, НЭ большой мощности и ветроэлектростанция (ВЭС) мощностью 1 МВт·А, подключаемая вместе с аккумуляторной батареей (АБ) через вставку постоянного тока (ВПТ) и повышающий трансформатор 0,4/10 кВ. В качестве основных потребителей электроэнергии выступали асинхронные электродвигатели (АЭД): два высоковольтных АЭД мощностью по 670 кВт каждый и большое количество низковольтных АЭД, учитываемых в модели в виде эквивалентных блоков мощностью 930 кВт и 1485 кВт соответственно, получающих питание от разных секций шин 10 кВ (рис. 1). Питание потребителей осуществлялось по кабельным линиям 10 кВ.

Модель исследуемой ИСЭС выполнена в среде *MATLAB*. Модель паровой турбины ТГУ описывалась следующим дифференциальным уравнением:

$$T_T \cdot \frac{dP_T}{dt} + P_T = \mu,$$

где P_T – мощность турбины; μ – открытие регулирующего органа; T_T – постоянная времени турбины (принималась из практических соображений равной 0,2 с).

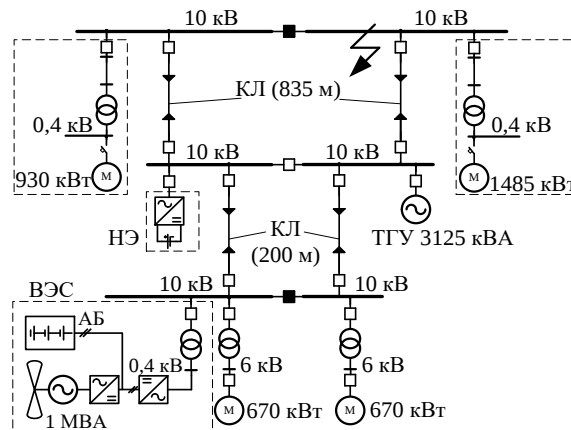


Рис. 1. Схема ИСЭС промышленного предприятия: КЛ - кабельная линия

Fig. 1. Scheme of an isolated power supply system (IPSS) of an industrial enterprise: KL – cable line

Система возбуждения генератора ТГУ моделировалась аperiодическим звеном первого порядка с передаточной функцией [20]

$$\frac{1}{0,025s + 1},$$

а также последовательно соединенным с ним усилителем с передаточной функцией

$$\frac{1}{0,001s + 1},$$

где s – оператор Лапласа.

Для стабилизации параметров генератора ТГУ применялись автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) и скорости (АРС). Структурные схемы и описание используемых моделей АРВ и АРС представлены в работах [15, 16].

Схема используемой *Simulink*-модели автопрогностического APC представлена на рис. 2, в которой постоянная времени прогнозирующего звена определялась автоматически в зависимости от угла нагрузки синхронного генератора δ (блок *Forecast time* на рис. 2).

Применение НЭ на основе аккумуляторных батарей большой емкости является перспективным направлением для ИСЭС. При моделировании использовалась модель литий-ионной аккумуляторной батареи, представленной блоком *Battery* в пакете *SimPowerSystems* системы *MATLAB*.

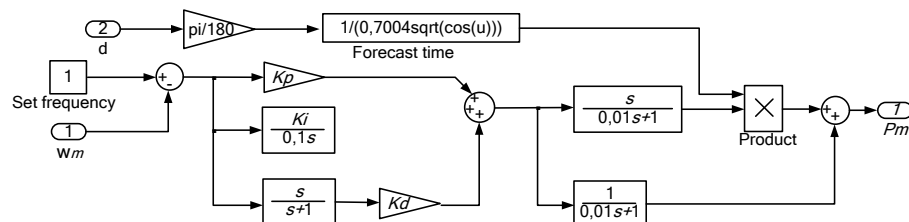


Рис. 2. Структурная схема Simulink-модели автопрогностического APC: ω_m – текущее значение скорости вращения ротора; Set frequency – уставка по частоте; K_p , K_i , K_d – коэффициенты настройки APC; P_m – сигнал управления механической мощностью турбины, определяющий открытие регулирующего органа

Fig.2. Structural diagram of the Simulink-model of the auto-predictive ASR: ω_m – the current value of the rotor speed; Set frequency – frequency setting; Kp, Ki, Kd – ASR tuning factors; Pm – signal for controlling the mechanical power of the turbine, which determines the opening of the regulating body μ

Описание модели ВГУ с нечеткой системой управления углом поворота лопастей приведено в работе [14]. У ВГУ моделировалась отдельная аккумуляторная батарея, подключаемая к шинам постоянного тока ВПТ, и используемая для стабилизации параметров ВЭС вследствие изменения скорости ветра.

Результаты моделирования

Моделирование выполнялось с целью определения влияния на режимы работы ИСЭС мощного накопителя электроэнергии и предлагаемого автопрогностического регулятора скорости вращения ротора генератора ТГУ. Исследования проводились для следующих режимов работы рассматриваемой ИСЭС:

- кратковременное трехфазное короткое замыкание (КЗ);
- прямой пуск мощного асинхронного электродвигателя;
- аварийное отключение ВЭС.

Начальная загрузка генератора ТГУ во всех рассматриваемых режимах составляла 90 %; при этом исследовались режимы при постоянно подключенном или отключенном НЭ.

При моделировании трехфазного КЗ в месте, указанном на рис. 1, рассматривалась полная схема исследуемой ИСЭС и выполнялось сравнение работы классического и автопрогностического АРС в части показателей качества управления. При КЗ в ИСЭС возникал провал напряжения (рис.3), на который, как показали результаты моделирования, автопрогностический АРС влияния не оказывал.

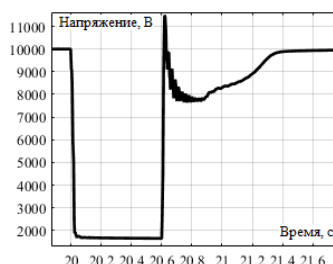


Рис. 3. Временная зависимость действующего значения напряжения в ИСЭС при трехфазном КЗ длительностью 0,6 с

Fig. 3. Time dependence of the effective voltage value in the IPSS at a three-phase short circuit with duration of 0.6 s

Результаты моделирования, представленные в виде временных зависимостей мощности турбины и скорости ротора генератора на рисунке 4, показали значительное влияние автопрогностического АРС генератора ТГУ на процессы управления при трехфазном КЗ, делая управление турбиной более точным и плавным; при этом убиралась колебательность механической мощности турбины, а величина перерегулирования уменьшалась практически до нуля в случае использования автопрогностического АРС (рис. 4, а). Время переходного процесса для скорости вращения ротора генератора снижалось в 1,8 раза, а величина перерегулирования для того же параметра – в 9 раз (рис.4, б).

Результаты моделирования также показали повышение токов КЗ при использовании всех источников, включая НЭ большой мощности, значительно подпитывающего место КЗ (рис. 5). Таким образом, использование в ИСЭС мощных НЭ требует проверки коммутационной аппаратуры и пересмотра уставок релейной защит.

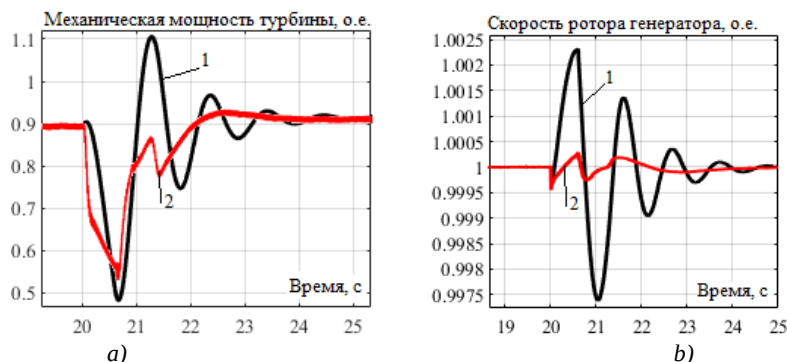


Рис. 4. Временные зависимости механической мощности турбины (а) и скорости вращения ротора генератора ТГУ (б) при кратковременном КЗ в ИСЭС: 1 – использовался классический АРС (ПИД регулятор); 2 – использовался автопрогностический АРС

Fig. 4. Time dependences of the turbine mechanical power (a) and the TGP generator rotor rotational speed (b) at a short-term short-circuit in the IPSS: 1 – the classic ASR (PID controller) was used; 2 – auto-prognostic ASR was used

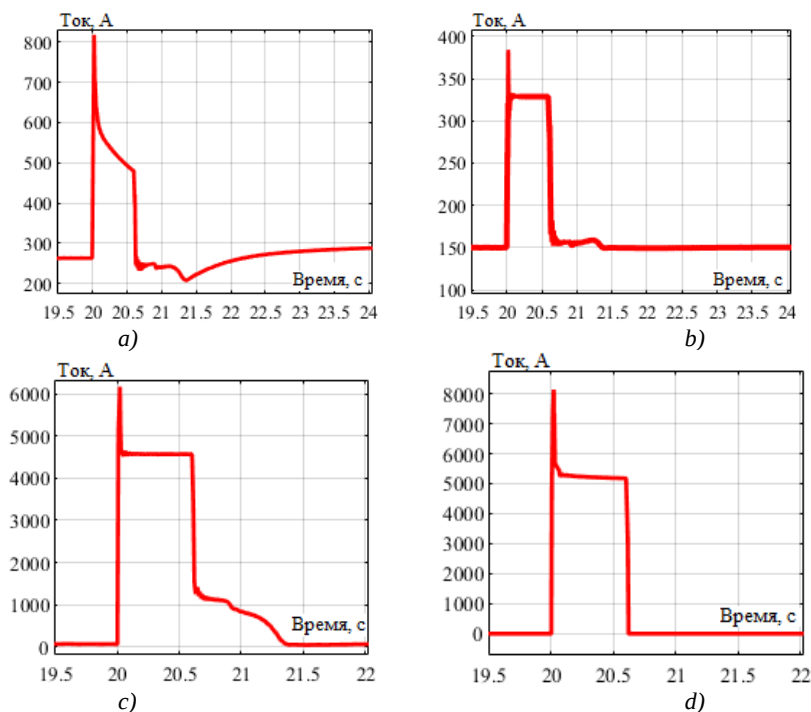


Рис.5. Временные зависимости действующих значений токов источников в исследуемой ИСЭС при трехфазном КЗ: а) – ток генератора ТГУ; б) – ток, протекающий от ВЭС; в) – ток от НЭ; д) – суммарный ток в месте КЗ

Fig. 5. Time dependences of the effective values of the source currents in the IPSS under study at a three-phase short circuit: а) – current of the TGP generator; б) – current flowing from the WPP; в) – current from ESU; д) – total current at the short circuit location

Дополнительно в качестве возмущения моделировался прямой пуск эквивалентного асинхронного электродвигателя мощностью 1485 кВт, в результате чего наблюдался провал

напряжения, а после пуска – перенапряжение. Использование в ИСЭС постоянно подключенного мощного НЭ позволяет жестко ограничить отклонение напряжения (рис. 6): провал напряжения снижается в 5 раз; перенапряжение при использовании НЭ отсутствует.

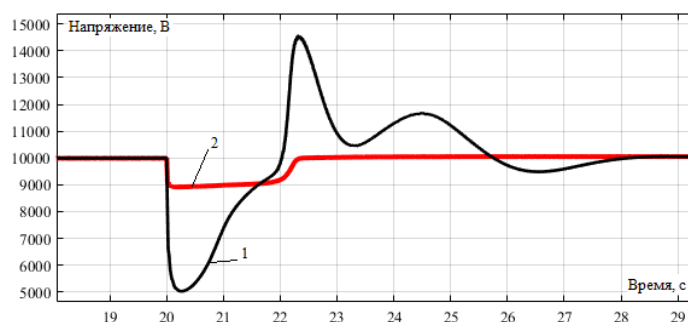


Рис.6. График временной зависимости действующего напряжения в ИСЭС при пуске мощного эквивалентного АЭД: 1 – НЭ отключен; 2 – НЭ включен

Fig. 6. The graph of the time dependence of the current voltage in the IPSS when starting a powerful equivalent AM: 1 – ESU is disabled; 2 – ESU is activated

Применение у ТГУ автопрогностического APC также обеспечивало положительный эффект при пуске мощного эквивалентного АЭД, заключающийся в уменьшении колебательности и величины перерегулирования для скорости вращения ротора генератора (рис. 7): степень затухания ее колебаний стремилась к единице; величина перерегулирования уменьшалась в среднем в 2,5 раза. Нужно отметить, что использование НЭ большой мощности и автопрогностического APC позволило значительно ограничить отклонение скорости вращения ротора генератора ТГУ: перерегулирование и колебательность практически отсутствовали (рис. 7, а).



Рис.7. Временные зависимости скорости вращения ротора генератора ТГУ при пуске мощного эквивалентного АЭД: а) – полная схема ИСЭС (НЭ включен); б) – НЭ отключен; 1 – у ТГУ использовался классический APC; 2 – у ТГУ использовался автопрогностический APC

Fig. 7. Time dependences of the TGP generator rotor speed when starting a powerful equivalent AM: а) – complete IPSS diagram (ESU is activated); б) – ESU is disabled; 1 – the classic ASR (PID controller) was used in TGP; 2 – TGP used auto-prognostic ASR

При моделировании аналогичные эффекты наблюдались и для частоты в сети (рис.8): использование НЭ ограничивало отклонение частоты; при этом использование автопрогностического APC ТГУ влияние не оказывало; при отключенном НЭ, когда режим поддерживался ТГУ и ВЭС, использование автопрогностического APC позволило убрать колебательность и снизить в 3 раза максимальное отклонение частоты.

Результаты моделирования аварийного отключения ВЭС показали, что применение мощного НЭ в ИСЭС позволило значительно ограничить отклонение напряжения, скорости вращения ротора генератора ТГУ и частоты в сети (рис.9–11); при этом автопрогностический APC полностью устранял колебательность и перерегулирование скорости вращения ротора генератора (рис.10). В случае отключения НЭ автопрогностический APC обеспечивал устойчивую работу генератора ТГУ при аварийном отключении ВЭС, а также эффективное регулирование скорости вращения ротора и частоты в сети (рис. 10 и 11).

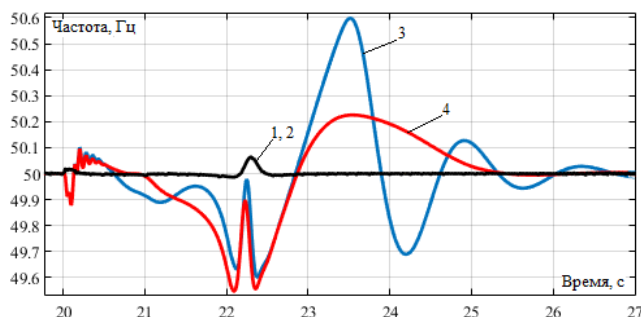


Рис.8. График временной зависимости частоты в ИСЭС при пуске мощного эквивалентного АЭД: 1 – НЭ включен, у ТГУ использовался автопрогностический АРС; 2 – НЭ включен, у ТГУ использовался классический АРС; 3 – НЭ отключен, у ТГУ использовался классический АРС; 4 – НЭ отключен, у ТГУ использовался автопрогностический АРС

Fig. 8. The graph of the time dependence of the frequency in the IPSS when starting a powerful equivalent AM: 1 – ESU is activated, TGP auto-prognostic ASR was used; 2 – ESU is on, the TGP used the classic ASR (PID controller); 3 – ESU is disabled, the TGU used the classic ASR; 4 – ESU is disabled, TGP used auto-prognostic ASR

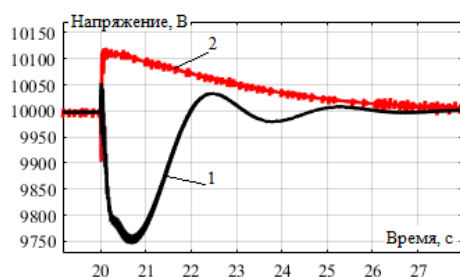


Рис.9. График временной зависимости напряжения генератора ТГУ при аварийном отключении ВЭС: 1 – НЭ отключен; 2 – НЭ включен

Fig. 9. The graph of the time dependence of the TGP generator voltage during emergency WPP shutdown: 1 – ESU is disabled; 2 – ESU is activated

Таким образом, моделирование нормальных и аварийных режимов работы ИСЭС с асинхронной нагрузкой показало, что совместное применение НЭ большой мощности и автопрогностического регулятора скорости ротора генератора ТГУ позволяет обеспечить устойчивость и живучесть ИСЭС при изменении режимов работы. Автопрогностический АРС генератора ТГУ не требует специальной настройки регулятора и позволяет получить высокие показатели качества управления во всех рассматриваемых режимах. Использование нечеткой системы управления углом поворота лопастей ветрогенерирующей установки с аккумуляторной батареей и вставкой постоянного тока обеспечивает стабильную работу ВЭС в исследуемых нормальных и аварийных режимах.

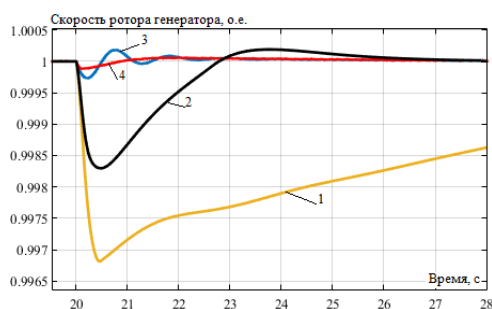


Рис.10. Временные зависимости скорости ротора генератора ТГУ при аварийном отключении ВЭС: обозначения 1, 2, 3 и 4 такие же, как на рис.8

Fig. 10. The time dependences of the TGP generator rotor during emergency WPP shutdown: designations 1, 2, 3 and 4 are the same as in Fig. 8

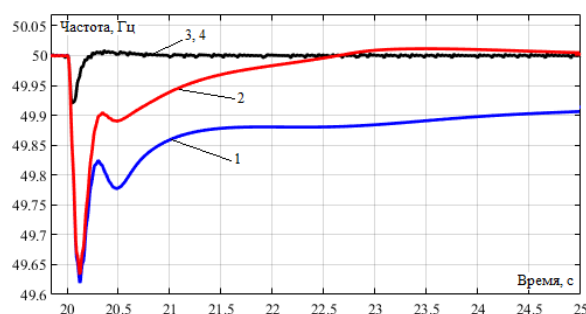


Рис.11. График временной зависимости частоты в ИСЭС при аварийном отключении ВЭС: обозначения 1, 2, 3 и 4 такие же, как на рис. 8

Fig. 11. The graph of the frequency time dependence in IPSS during emergency WPP shutdown: designations 1, 2, 3 and 4 are the same as in Fig. 8

Заключение

Результаты компьютерного моделирования нормальных и аварийных режимов работы изолированной системы электроснабжения с ТГУ, ВГУ и НЭ большой мощности, позволяют сделать следующие выводы:

1. Автопрогностический АРС генератора ТГУ оказывает значительное влияние на процессы управления при трехфазном коротком замыкании в ИСЭС, делая управление турбиной более точным и плавным. Значительно уменьшается перерегулирование и колебательность механической мощности турбины, время переходного процесса для скорости вращения ротора генератора уменьшается в 1,8 раза, а величина перерегулирования для того же параметра – в 9 раз.

2. Использование в ИСЭС постоянно подключенного мощного НЭ позволяет жестко ограничить отклонения напряжений при пуске мощного асинхронного электродвигателя: провал напряжения снижается в 5 раз; перенапряжение при использовании НЭ отсутствует.

3. Применение автопрогностического АРС при пуске мощного эквивалентного асинхронного электродвигателя уменьшает колебательность и величину перерегулирования скорости вращения ротора генератора. Совместное использование НЭ большой мощности и автопрогностического АРС позволяет значительно ограничить отклонения скорости вращения ротора генератора ТГУ. Аналогичные эффекты наблюдаются и для частоты в сети изолированной системы электроснабжения.

4. При аварийном отключении ВЭС применение мощного НЭ позволяет значительно ограничить отклонения напряжения, скорости вращения ротора генератора ТГУ и частоты в сети; при этом автопрогностический АРС полностью устраняет колебательность и перерегулирование. В случае отключения НЭ автопрогностический АРС обеспечивает устойчивую работу генератора ТГУ и эффективное регулирование скорости вращения ротора и частоты в сети ИСЭС.

5. Совместное применение НЭ большой мощности и автопрогностического регулятора скорости генератора ТГУ позволяет обеспечить устойчивость и живучесть ИСЭС, повышая ее демпферные свойства. Автопрогностический АРС генератора ТГУ не требует специальной настройки и позволяет получить высокие показатели качества управления во всех рассматриваемых режимах. В этой связи целесообразно проведение дальнейших исследований по согласованию действий системы управления НЭ и автопрогностического регулятора скорости вращения ротора синхронного генератора ТГУ.

6. Использование нечеткой системы управления углом поворота лопастей ветрогенерирующей установки позволило обеспечить стабильную работу ВЭС во всех рассмотренных нормальных и аварийных режимах.

Литература

1. Lombardi P., Styczynski Z.A., Sokolnikova T. and Suslov K. Use of energy storage in isolated micro grids. Power Systems Computation Conference (PSCC), 2014. pp. 1-6.
2. Федотов А.И., Федотов Е.А., Абдуллазянов А.Ф. Использование электрохимических накопителей энергии в системах автономного электроснабжения для снижения расхода топлива энергоустановок. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021;23(1):3-17. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-1-3-17>.
3. Motalleb M., Reihani E., Ghorbani R. Optimal placement and sizing of the storage supporting transmission and distribution networks // Renewable Energy, Elsevier. 2016. V. 94. pp.651-659. doi: 10.1016/j.renene.2016.03.101

4. Martínez Ceseña E.A., Capuder T., Mancarella P. Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty // IEEE Transaction on Smart Grid. 2016. V. 7. pp. 348-357.
5. Мышкина Л.С. Малая генерация - средство повышения живучести энергосистемы. *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2017. Т. 19(1-2). С.23-30. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2017-19-1-2-23-30>.
6. Voropai N.I., Stychinsky Z.A. Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010, 223 p.
7. Четошников Л.М., Смоленцев Н.И., Четошников С.А., и др. Автономные системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии и умной сетью. *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2018. Т. 20(5-6):3-12. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2018-20-5-6-3-10>.
8. Hamidi R.J., Livani H., Hosseinian S.H., et al. Distributed Cooperative Control System for Smart Microgrids // Electric Power System Research. 2016. V. 130. pp. 241-250.
9. Wang R., Wang P., Xiao G. Intelligent Microgrid Management and EV Control Under Uncertainties in Smart Grid. Springer. 2018. 218 p.
10. Foruzan E., Algrain M.C., Asgarpour S. Decentralized Controller Design for Microgrids in Islanded and Grid-Connected Modes, IEEE International Conference on Electro Information Technology. 2017.
11. Shi J. et al. Hybrid energy storage system (HESS) optimization enabling very short-term wind power generation scheduling based on output feature extraction // Applied Energy. 2019. V. 256. pp.1-10. doi: 10.1016/j.apenergy. 2019. 113915.
12. Ding M., Wu J. A novel control strategy of hybrid energy storage system for wind power smoothing // Electric Power Components and Systems. 2017. V. 45. Issue 12. pp. 1265-1274. doi: 10.1080/15325008.2017.1346004.
13. Voropai N.I., Etingov P.V. Two-Stage Adaptive Fuzzy PSS Application to Power Systems. Proc. of International Conference on Electrical Engineering ICEE'2001, July 22-26, Xi'an, China. 2001.V.1. pp. 314-318.
14. Bulatov Yu. et al. Fuzzy Controller of Rotation Angle of Blades of Horizontal-Axial Wind Power Generation Plant, Advances in Intelligent Systems and Computing. 2019. V. 983. pp. 105-115. doi: 10.1007/978-3-030-19868-8_88.
15. Bulatov Yu.N., Kryukov A.V. Neuro Fuzzy Control System for Distributed Generation Plants, Proceedings of the Vth International workshop «Critical infrastructures: Contingency management, Intelligent, Agent-based, Cloud computing and Cyber security» (IWCI 2018), Atlantis Press, Advances in Intelligent Systems Research. 2018. V. 15. pp.13-19.
16. Kryukov A.V., Kargapol'cev S.K., Bulatov Yu.N., et al. Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation // Far East Journal of Electronics and Communications. 2017. V.17. No 5. pp. 1127-1140.
17. Camacho E.F., Bordons C. Model Predictive Control. 2nd edition Springer. 2007. 405 p.
18. Пикина Г.А. Принцип управления по прогнозу и возможность настройки систем регулирования одним параметром // Новое в российской электроэнергетике. 2014. № 3. С. 5-13.
19. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Нгуен В.Х. Автопрогностический регулятор частоты вращения ротора генератора установки распределенной генерации // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2017. № 1 (66). С. 15-25.
20. Anderson P.M, Fouad A.A. Power System Control and Stability, Second Edition. IEEE Press. 2003. 688 p.

Авторы публикации

Булатов Юрий Николаевич – канд. техн. наук, доцент, заведующий кафедрой энергетики, 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.

Суслов Константин Витальевич – д-р техн. наук, доцент, заведующий кафедрой электроснабжения и электротехники, Иркутский национальный исследовательский технический университет.

References

1. Lombardi P, Styczynski ZA, Sokolnikova T. and Suslov K. Use of energy storage in isolated micro grids. *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2014. pp. 1-6.
2. Fedotov AI, Fedotov EA, Abdullazyanov AF. Use of electrochemical energy storage systems in autonomous power supply systems to reduce fuel consumption of power installations. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2021;23(1):3-17. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2021-23-1-3-17>.
3. Motaleb M, Reihani E, Ghorbani R. Optimal placement and sizing of the storage supporting transmission and distribution networks. *Renewable Energy, Elsevier*. 2016;94:651-659. doi: 10.1016/j.renene.2016.03.101
4. Martínez Ceseña EA, Capuder T, Mancarella P. *Flexible distributed multienergy generation system expansion planning under uncertainty*. *IEEE Transaction on Smart Grid*. 2016;7:348-357.
5. Myshkina LS. Distributed generation is a means of increasing power system survivability. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2017;19(1-2):23-30. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2017-19-1-2-23-30>.
6. Voropai NI, Stychinsky ZA. Renewable energy sources: theoretical foundations, technologies, technical characteristics, economics, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2010, 223 p.
7. Chetoshnikova LM, Smolentsev NI, Chetoshnikov SA, et al. Autonomous power supply systems with renewable sources of energy and smart grid. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2018;20(5-6):3-12. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2018-20-5-6-3-10>.
8. Hamidi RJ, Livani H, Hosseinian SH., Gharehpetian G.B. Distributed Cooperative Control System for Smart Microgrids. *Electric Power System Research*. 2016;130:241-250.
9. Wang R, Wang P, Xiao G. Intelligent Microgrid Management and EV Control Under Uncertainties in Smart Grid. *Springer*. 2018. 218 p.
10. Foruzan E, Algrain MC, Asgarpour S. *Decentralized Controller Design for Microgrids in Islanded and Grid-Connected Modes*. *IEEE International Conference on Electro Information Technology*, 2017.
11. Shi J. et al. Hybrid energy storage system (HESS) optimization enabling very short-term wind power generation scheduling based on output feature extraction. *Applied Energy*. 2019;256:1-10. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113915.
12. Ding M, Wu J. A novel control strategy of hybrid energy storage system for wind power smoothing. *Electric Power Components and Systems*. 2017;45(12):1265-1274. doi: 10.1080/15325008.2017.1346004.
13. Voropai NI, Etingov PV. *Two-Stage Adaptive Fuzzy PSS Application to Power Systems*. *Proc. of International Conference on Electrical Engineering ICEE'2001*, July 22-26, Xi'an, China. 2001;1:314-318.
14. Bulatov Yu. et al. Fuzzy Controller of Rotation Angle of Blades of Horizontal-Axial Wind Power Generation Plant. *Advances in Intelligent Systems and Computing*. 2019;983:105-115. doi: 10.1007/978-3-030-19868-8_88.
15. Bulatov YuN, Kryukov AV. Neuro Fuzzy Control System for Distributed Generation Plants, *Proceedings of the Vth International workshop «Critical infrastructures: Contingency management, Intelligent, Agent-based, Cloud computing and Cyber security» (IWCI 2018)*, Atlantis Press. *Advances in Intelligent Systems Research*. 2018;158:13-19.
16. Kryukov AV, Kargapol'cev SK, Bulatov YuN, et al. Intelligent control of the regulators adjustment of the distributed generation installation. *Far East Journal of Electronics and Communications*. 2017;17(5):1127-1140.

17. Camacho EF, Bordons C. Model Predictive Control. 2nd edition *Springer*. 2007. 405 p.
18. Pikina G.A. Printsip upravleniya po prognozu i vozmozhnost' nastroyki sistem regulirovaniya odnim parametrom. *Novoe v rossiiskoi elektroenergetike*. 2014;3:5-13.
19. Bulatov YuN, Kryukov AV, Nguen VKh. Avtoprognosticheskii regulyator chastoty vrashcheniya rotora generatora ustanovki raspredelennoi generatsii. *Nauchnyi vestnik Novosibirskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*. 2017;1 (66):15-25.
20. Anderson PM, Fouad AA. *Power System Control and Stability*. Second Edition. IEEE Press, 2003. 688 p.

Authors of the publication

Yuri N. Bulatov – Department of Energy, Bratsk State University, Bratsk, Russia.

Andrey V. Kryukov – Irkutsk State Transport University Professor, Department of Power Supply and Electrical Engineering, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

Konstantin V. Suslov – Department of Power Supply and Electrical Engineering, Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia.

Получено **19.10.2021г.**

Отредактировано **26.10.2021г.**

Принято **26.10.2021г.**