

Рис. 3. Осциллограммы угловой скорости ротора генераторов системы

Выводы. В энергосистеме с возобновляемыми источниками при использовании систем ФАПЧ с неоптимизированными под схемно-режимные условия настройками будет наблюдаться значительная неоднородность инерции, проявляющаяся в различном изменении частоты между узлами системы. В случае оптимизированных настроек ФАПЧ неоднородность инерции будет наблюдаться в значительно меньшей степени, однако ее влияние можно заметить в работе ближайших синхронных генераторов, если таковые установлены. Данные зависимости важны для правильной настройки средств автоматического регулирования как традиционных электрических машин, так и систем управления силовыми преобразователями, ответственными за работу возобновляемых источников энергии.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-79-00204.

Литература

1. Miller, N., Shao, M., Pajic, S., et al.: Eastern frequency response study. National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO, United States, 2013
2. Miller, N., Shao, M., Pajic, S., et al. / Western wind and solar integration study phase 3—frequency response and transient stability // National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO, United States; GE Energy Management, Schenectady, NY, United States, December 2014
3. Hong Q., Asif Uddin Khan M., Henderson C., Egea-Álvarez A., Tzelepis D., Booth C. / Addressing frequency control challenges in future low-inertia power systems: A Great Britain perspective // Engineering (2021), 10.1016/J.ENG.2021.06.005
4. Yan R., Saha T.K., Modi N., al Masood N., Mosadeghy M. / The combined effects of high penetration of wind and PV on power system frequency response // Appl. Energy, 145 (2015), pp. 320-330, 10.1016/J.APENERGY.2015.02.044
5. Tzelepis, D., Dyško, A., Booth, C., 2016. / Performance of loss-of-mains detection in multi-generator power islands // In: IET Conference Publications, 2016, No. CP671. <http://dx.doi.org/10.1049/CP.2016.0066>
6. Абрамов Д.В. / Системы фазовой автоподстройки частоты // Сборник работ 65-ой научной конференции студентов и аспирантов Белорусского государственного университета в 3 ч. ч.2 – БГУ, 2008 184-187 с. ISBN 985-445-369-3

ГИБРИДНЫЙ ПОДХОД В МОДЕЛИРОВАНИИ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Разживин И.А., Бай Ю.Д.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Системы накопления электроэнергии (СНЭЭ) являются быстро развивающимися высокотехнологичными устройствами современных электроэнергетических систем (ЭЭС). В том числе активно внедряются в автономные энергообъединения нефтяных и газовых промыслов. СНЭЭ помимо резервирующих функций открывают принципиально новые возможности в управлении режимами электроэнергетических систем. К примеру, современные СНЭЭ могут применяться не только как источники бесперебойного питания или в выравнивании суточных графиков нагрузки, а в случае автономных энергосистем участвовать еще и в оптимизации работы генераторов, снижая расход органического топлива, но и использоваться в качестве инструмента противоаварийного управления [1]. Ввиду тенденций развития электрохимических технологий СНЭЭ, удешевления материалов и значительных инвестиций в отрасль перспективными технологиями в развитии СНЭЭ большой мощности являются литий-ионные аккумуляторные батареи. Такие СНЭЭ способны в виду своего быстрого действия эффективно выполнять функции устройств противоаварийной автоматики: предотвращать нарушение устойчивости,

участвовать в регулировании частоты и напряжения. Современные системы управления позволяют использовать СНЭЭ для подавления низкочастотных колебаний, а также извлекать «виртуальную» инерцию. Общая структура СНЭЭ на базе литий-ионных аккумуляторных батарей (АБ) представлена на рис. 1.

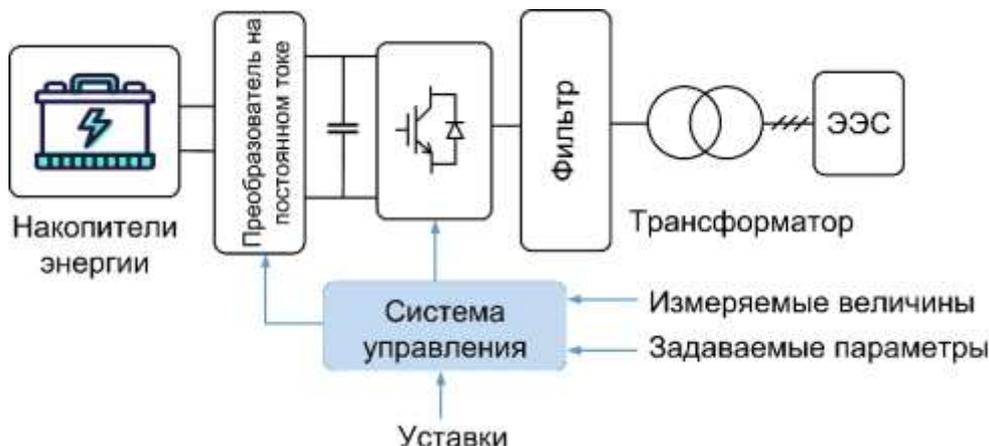


Рис. 1. Структура литий-ионной СНЭЭ

Описание проблемы. Актуальность применения СНЭЭ не вызывает сомнений. Ввиду этого вопросы, связанные проектированием СНЭЭ большой мощности, являются актуальными. Преимущественно при проектировании перспективных энергообъединений и модернизации существующих ЭЭС для исследования различных режимов работы таких систем применяется математическое моделирование. При этом в ряде существующих программно-вычислительных и программно-аппаратных комплексах (ПВК и ПАК) присутствуют модели систем накопления энергии, однако такие модели воспроизводят динамику СНЭЭ упрощенно [2]. В ПВК электромеханических переходных процессов существенно упрощается динамика силовых преобразователей, и самой модели накопителя энергии, а в ПАК электромагнитных переходных процессов модели СНЭЭ воспроизводятся в виде эквивалента. При таком подходе исключается возможность воспроизведения алгоритмов подсистемы управления накопителями внутри СНЭЭ. Уровень состояния заряда, деградация и температурные зависимости учитываются упрощенно и распространяются на всю СНЭЭ в целом. Учитывая, что СНЭЭ большой мощности может содержать сотни и тысячи АБ, десятки параллельно работающих модулей, математическая модель позволяющая настроить и исследовать алгоритмы работы и управления СНЭЭ становится не только большой размерности, но и содержит жесткие системы дифференциальных уравнений большого порядка, расчет которых существующим подходом имеет свои ограничения и погрешность [3].

Соответственно существующий подход не позволяет адекватно воспроизвести динамику СНЭЭ большой мощности, учесть и спрогнозировать возможные изменения в режимах ее работы, а также произвести настройку и тестирование систем управления.

Предлагаемое решение. Для решения поставленной проблемы предлагается применять гибридный, программно-аппаратный подход в моделировании СНЭЭ большой мощности. Воспроизведение модели СНЭЭ с учетом систем управления, силовых преобразователей производится на аппаратном уровне с применением программируемых логических интегральных схем (ПЛИС), а решение математической модели ЭЭС в цифровом моделирующем комплексе (рис. 2).

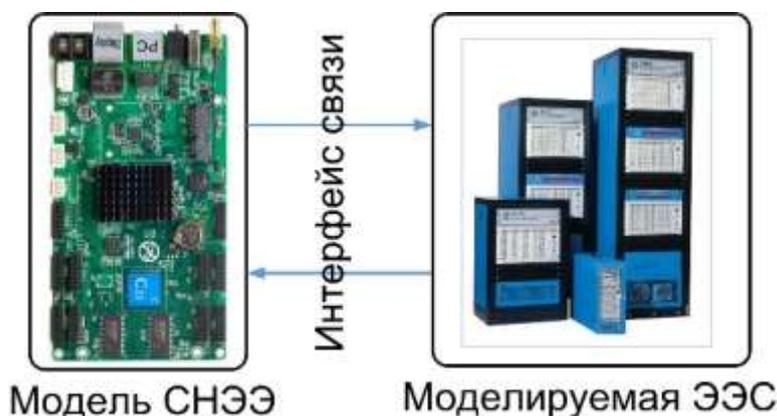


Рис. 2. Структура гибридной модели СНЭЭ

В ряде исследований используются вычисления на ПЛИС для решения проблемы математического моделирования ЭЭС большой размерности в темпе реального времени, в том числе с устройствами силовых

преобразователей [4, 5]. Соответственно реализация модели СНЭЭ на ПЛИС позволяет производить параллельные вычисления математических моделей АБ в составе СНЭЭ большой мощности и обрабатывать информацию моделирования в темпе реального времени. При этом шаг моделирования может составлять 50 – 100 нс, что соответствует высокочастотному диапазону силовых преобразователей в составе СНЭЭ.

Данный подход позволяет исключить декомпозицию режимов и процессов, упрощение систем дифференциальных уравнений математической модели СНЭЭ, ограничение интервала воспроизведения процессов, а также позволит производить тестирование и настройку алгоритмов управления СНЭЭ.

Литература

1. Yao L. et al. Challenges and progresses of energy storage technology and its application in power systems // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. – 2016. – Т. 4. – №. 4. – С. 519-528.
2. Razzhivin I. A. et al. The energy storage mathematical models for simulation and comprehensive analysis of power system dynamics: A review. Part i // International Journal of Hydrogen Energy. – 2023.
3. Wanner G. Решение обыкновенных дифференциальных уравнений: Жесткие и дифференциально-алгебраические задачи. – Mir, 1999.
4. Yang C. et al. Real-time FPGA-RTDS co-simulator for power systems // IEEE Access. – 2018. – Т. 6. – С. 44917-44926.
5. Matar M., Iravani R. FPGA implementation of the power electronic converter model for real-time simulation of electromagnetic transients // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2009. – Т. 25. – №. 2. – С. 852-860.

УПРАВЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЕМ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТЬЮ ДЛЯ МАКСИМИЗАЦИИ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ СЕЧЕНИЯ ПО АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Рец В.В.

Научный руководитель доцент Прохоров А.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с непрогнозируемым ростом потребления в дефицитных энергорайонах в ряде схемно-режимных ситуаций (СРС) происходит «запирание» – исчерпание пропускной способности сечений электрической сети, связывающей данные энергорайоны с остальной частью энергосистемы. При этом «запирание» сечений приводит к снижению эффективности работы рыночных механизмов торговли электроэнергией, а также повышению рисков прекращения электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях.

Повысить пропускную способность сечений и избавиться от негативных последствий подобного сценария возможно путем управления параметрами режима, например, напряжением для повышения значения предельного перетока или перетоком реактивной мощности для разгрузки связей, входящих в сечение, по току. Однако в настоящее время отсутствуют регламент и технологии определения управляющих воздействий (УВ) на средства компенсации реактивной мощности (СКРМ) в текущей СРС для достижения максимального значения пропускной способности электрической сети.

На сегодняшний день для повышения пропускной способности реализуются проекты электросетевого строительства, внедряются технологии определения допустимых перетоков в текущей СРС, например, отечественный программно-аппаратный комплекс Система мониторинга запасов устойчивости (ПАК СМЗУ) [1], а также применяются устройства противоаварийной (ПА) и режимной автоматики (РА).

Широкое применение ПАК СМЗУ, кроме того, открывает новые возможности для развития технологий планирования и управления электрическими режимами энергосистем. В рассматриваемой задаче определения объема УВ на СКРМ для максимизации пропускной способности сети результаты расчета ПАК СМЗУ могут использоваться в качестве начальных условий, относительно которых выполняется расчет УВ (рис. 1).



Рис. 1. Упрощенная структура алгоритма расчета управляющих воздействий

Ожидаемыми эффектами от реализации такой технологии являются:

Снижение стоимости электроэнергии в энергорайонах с преобладанием неэффективной тепловой генерации;

Повышение надежности электроснабжения потребителей за счет снижения объема отключаемой нагрузки средствами ПА в послеаварийном режиме (ПАР).

С целью количественной оценки возможности повышения пропускной способности в рамках данного исследования был проведен ряд вычислительных экспериментов на расчетной модели объединенной энергосистемы Сибири для контролируемого сечения (КС) «Братск-Иркутск» (рис. 2), заключающихся в последовательном изменении эксплуатационного состояния и нагрузки существующих СКРМ, которые оказывают влияние на значение