

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:

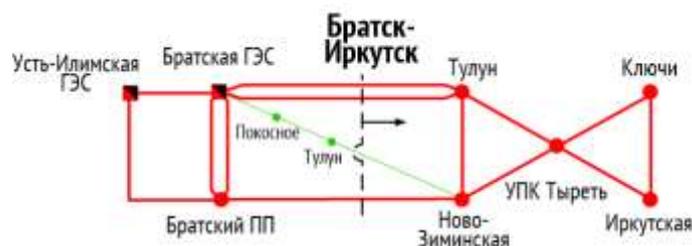
Снижение стоимости электроэнергии в энергорайонах с преобладанием неэффективной тепловой генерации;

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

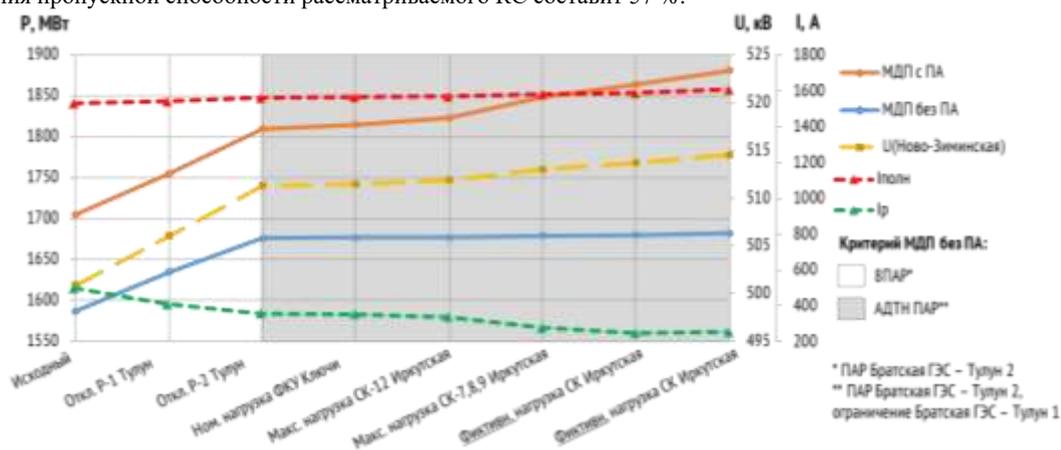
## СЕКЦИЯ 9. ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

напряжения в узлах, примыкающих к данному КС. После реализации каждого УВ рассчитывались значения максимально допустимых перетоков (МДП) в КС в соответствии с принятыми Правилами их определения [2]. При этом фиксировались параметры электроэнергетического режима и контролировалось значение напряжения в узлах схемы в контексте соблюдения его допустимых границ согласно требованиям Стандарта [3].



**Рис. 2. Схема основных связей в энергорайоне контролируемого сечения «Братск — Иркутск»**

Из графика изменения электрических величин для случая ремонтной схемы (ремонт ВЛ 500 кВ Братский ПП — Ново-Зиминская) (рис. 3) видно, что реализация принятого набора УВ позволяет повысить величину МДП на 5 % до величины 1670 МВт. Далее ограничивающим фактором МДП становится токовое ограничение по связи, входящей в сечение, в ПАР. Однако с учетом действия ПА пропускная способность КС за счет реализации УВ на существующие СКРМ повышается на 8 % до 1850 МВт. При этом напряжение в узлах находится в пределах наибольших рабочих значений. Об увеличении эффективности использования существующей электросетевой инфраструктуры также говорит снижение доли реактивной составляющей тока по связям, входящим в сечение за счет реализации выбранных УВ на СКРМ. С учетом того, что применение ПАК СМЗУ позволяет повысить пропускную способность сечения в рассматриваемом режиме на 100 МВт относительно значения, рассчитанного технологом на основании результатов контрольного замера, вклад предлагаемых мероприятий в повышение эффективности использования пропускной способности рассматриваемого КС составит 57 %.



**Рис. 3. Изменение электрических величин в ходе эксперимента**

Исходя из полученных результатов следует, что выбор УВ сводится к решению многокритериальной оптимизационной задачи. Решение предлагается искать исходя из условия обеспечения максимума пропускной способности сечения с минимизацией задействованного резерва мощности СКРМ. В качестве ограничений, контролируемых при поиске экстремума целевой функции, принимаются значения допустимой токовой нагрузки линий электропередач, а также наибольшие рабочие напряжения в узлах сети. В качестве управляемых переменных выступают эксплуатационное состояние и нагрузка СКРМ. Остальные параметры принимаются фиксированными для конкретной СРС.

Таким образом, результаты расчетных экспериментов подтверждают, что предлагаемый подход позволяет повысить величину МДП КС в нормальном и послеаварийном режимах дополнительно к эффекту, получаемому при использовании ПАК СМЗУ. В рамках дальнейших исследований будут выполнены: формализация задачи оптимизации, выбор метода оптимизации, автоматизация вычислений и проверка алгоритма решения оптимизационной задачи для других сечений в Единой энергосистеме России.

### Литература

1. Неуймин В. Г., Останин А. Ю., Томалев А. А. Внедрение системы мониторинга запасов устойчивости при планировании и управлении электроэнергетическим режимом ОЭС Сибири // Научно-технический журнал «Энергия единой сети». – 2019. – №. 6 (49). – С. 32–36.
2. ГОСТ Р 57382–2017. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений. – Введ. 2017-01-16. – М.: Стандартинформ, 2017. – 12 с.

3. Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях: СТО 59012820.27.010.004–2020: утв. АО «СО ЕЭС» 09.07.2020: введ. в действие 09.07.2020. – М.: Официальный интернет-портал www.so-ups.ru, 2020. – 24 с.

## НАСТРОЙКА БЛОКА ФАЗОВОЙ АВТОПОДСТРОЙКИ ЧАСТОТЫ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ОБЪЕКТАМИ ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА БАЗЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Рудник В.Е., Уфа Р.А., Бай Ю.Д.

Научный руководитель доцент А.А. Суворов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многие ведущие страны в энергетической отрасли заинтересованы в декарбонизации, основанной на сокращении традиционной генерации. Российской Федерацией, а также рядом других стран, подписано Парижское соглашение по климату, что указывает на несколько обязательств по снижению углеродных выбросов. Одно из таких обязательств заключается в том, что в энергосистемы нужно внедрять новые генерирующие объекты, которые функционируют на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [13]. Доля возобновляемых источников энергии в мировой энергетике в период с 2020 по 2021 г. составляла (28,1 %), что выше уровня 2019 г. (26,3 %) практически на 2 %. В 2021 г. выработка электроэнергии из возобновляемых источников выросла благодаря активному внедрению солнечных электростанций (СЭС) и ветроэлектростанций (ВЭС) (ФСЭС +13 % и ВЭС +23 %), а установленная мощность ВЭС и СЭС на 2021 г. составила соответственно 828,4 ГВт и 891,3 ГВт; на 2022 г. – 925,6 ГВт и 1100,9 ГВт [13].

Объекты ВИЭ в своем составе используют инверторы для подключения их к сети. Определенные особенности инверторов существенно влияют на стабильное функционирование электроэнергетических систем (ЭЭС), что связано с особенностями работы самих инверторов. Увеличение объемов внедрения объектов ВИЭ в ЭЭС, по прогнозам, будет значительное и продлится до 2030 года согласно [1, 8], что в свою очередь может привести к значительному снижению надежности функционирования современных энергосистем в нормальных и аварийных режимах работы [1-3, 9, 10].

Возникает проблема, связанная с сохранением устойчивости энергосистемы как динамической, так и статической [5, 6, 7]. Данная проблема связана с внедрением в энергосистемы безынерционных объектов ВИЭ, в том числе путём замены традиционной генерации. [12].

Для обеспечения надёжного и корректного функционирования энергосистемы от негативных последствий внедрения объектов ВИЭ требуется комплекс решений, одно из таких решений это настройка системы управления объектами ВИЭ [2]. Разработано несколько подходов:

Настройка блока фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) [4, 11]. Данный блок настраивает фазу источника таким образом, чтобы она была равна фазе опорного сигнала [1, 12].

Использования в составе САУ объектов ВИЭ дополнительных регуляторов [7, 8, 13].

Использование различных стратегий по резервированию мощности.

Важным моментом является правильная настройка блока ФАПЧ. Определённая настройка блока ФАПЧ может по-разному влиять на характер изменения параметров энергосистемы при переходных процессах, с учетом разной плотности этой энергосистемы, что отражено на рисунке 1 и 2.

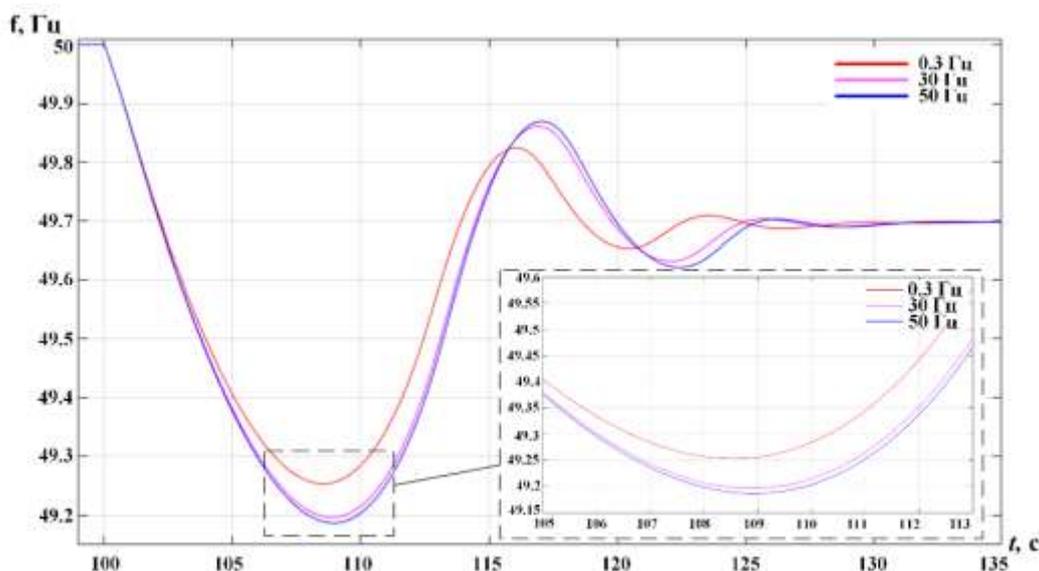


Рис. 1. Осциллограммы изменения частоты ЭЭС, с изменением полосы пропускания блока ФАПЧ (слабая сеть)