

С.2.1-1. Программная реализация интеллектуальной системы для предотвращения крупных аварий в энергосистеме¹

Воропай Н.И.¹, Негневицкий М.², Панасецкий Д.А.¹, Томин Н.В.¹, Курбацкий В.Г.¹, Жуков А.В.¹.

¹Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН
Россия

²Университет Тасмании, Хобарт
Австралия
tomin.nv@gmail.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

системная авария, противоаварийное управление, программная реализация, интеллектуальная система, вычислительный интеллект

1 ВВЕДЕНИЕ

В последние десятилетия в ЭС промышленно развитых стран мира (США и страны ЕС) происходили крупные системные аварии, повлекшие за собой значительный ущерб. Современное развитие экономики России в условиях рынка способствует формированию крупных промышленных и деловых центров, свойства электросетевой структуры которых схожи со свойствами западных ЭО. Можно ожидать, что в ближайшем будущем системные аварии в сетях мегаполисов и крупных промышленных центров России будут протекать по «западному» сценарию, при этом определяющим фактором будет устойчивость узлов нагрузки потребителей и перегрузка элементов сети, а не устойчивость параллельной работы генераторов. [1]-[3]. Первой крупной системной аварией по «западному» сценарию, произошедшей в ЭЭС России, была авария в Московской ЭС в мае 2005 года. Данная авария произошла при нормальной частоте, когда после отключения ряда линий в результате лавинообразного снижения напряжения произошло отключение значительной генерирующей мощности и большого числа потребителей. Таким образом, задачи противодействия лавине напряжения (ЛН) и каскадному отключению линий в ЭЭС России становятся все более актуальными.

Системы противоаварийного управления (ПАУ) призваны не допускать нарушения устойчивости. Ключевая роль в ликвидации аварийной ситуации принадлежит именно системам противоаварийной автоматики (ПА). Анализ, выполненный в работах отечественных и зарубежных авторов, позволил определить ряд недостатков современных систем ПАУ, которые явились причиной катастрофического развития аварий в западных ЭО. В качестве основных можно выделить низкий уровень отказоустойчивости элементов, а также отсутствие координации локальных устройств. Данные недостатки свойственны и отечественной системе ПАУ.

Повышение отказоустойчивости систем ПАУ возможно за счет повышения уровня избыточности (переход к критериям N-2 и N-3). Однако излишняя избыточность, как правило, связана с неоправданно высокими финансовыми затратами, а в ряде случаев вообще нереализуема. Проблема координации локальных устройств может быть решена путем

¹ Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №14-19-00054)

передачи функций координации комплексам ПАУ централизованной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ). Однако излишняя централизация приведет к существенному росту стоимости реализации комплексов ПА, а также будет способствовать дальнейшему снижению надежности их функционирования вследствие повышения структурной сложности составляющих их систем. Менее очевидным, но более эффективным способом повышения отказоустойчивости и обеспечения координации локальных устройств ПАУ является частичная децентрализация ПА с внедрением адаптивных алгоритмов и передачей части функций на уровень локальных устройств ПАУ, а также на уровень низовых устройств автоматики АПНУ (комплексы локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ)) [4 - 5].

Кроме того, в аварийных и нештатных ситуациях, диспетчеру приходится иметь дело с большими объёмами данных и своевременно реализовывать необходимые воздействия для устранения последствий аварийных возмущений. При этом, как правило, имеет место отсутствие оценки обобщенных показателей, характеризующих опасность режима в ходе развития каскадной аварии. Из-за психологического и эмоционального стресса диспетчер в критических условиях не всегда способен принять правильное решение в короткие сроки. Ошибки могут привести к повреждению довольно дорогого силового оборудования, или что хуже, к развитию крупных системных аварий. Очевидно, что в этом случае существует острая потребность в разработке интеллектуальных систем поддержки принятия решений для предотвращения системных аварий в современных ЭЭС.

Проведенные исследования показали, что традиционные методы оценки надежности и устойчивости ЭЭС включают численные решения нелинейных уравнений потокораспределения и исследования переходных процессов с детальным моделированием всех нормативных возмущений. Из-за комбинаторной природы проблемы, эти подходы не всегда могут быть эффективно использованы в режиме реального времени. В связи с этим возникает необходимость в разработке более эффективного интеллектуального инструмента, использующего данные реального времени [6].

Данная статья предлагает новый подход к созданию программного обеспечения для моделирования полностью или частично децентрализованных интеллектуальных систем мониторинга и управления режимами ЭЭС. Отличительной особенностью предлагаемого подхода является возможность совмещения возможностей современных вычислительных сред (MatLab, R) и агентной платформы JADE. Основной целью такого программного совмещения является создание (при минимальных затратах) программного комплекса для дальнейшей проверки различных децентрализованных адаптивных алгоритмов систем мониторинга и противоаварийного управления (ПАУ).

2 ТРЕБОВАНИЯ К НОВОМУ ПОКОЛЕНИЮ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

На основании анализа крупных системных аварий авторами были выявлены следующие характерные недостатки современных систем ПАУ [7]:

1. Отсутствие систем ПА для надёжной защиты от лавины напряжения.
2. Низкая отказоустойчивость систем ПАУ.
3. Отсутствие адаптивности и координации локальных устройств.
4. Критическая избыточность первичной необработанной информации для диспетчера.

Также было установлено, что в ближайшем будущем развитие сетей мегаполисов и крупных промышленных центров России может привести к формированию систем со сложной многоконтурной структурой. В таких условиях следует ожидать возникновения крупных системных аварий, которые будут протекать по сценарию, когда токовые ограничения и ограничения по напряжению становятся определяющими при развитии аварийного режима. Первой такой системной аварией, случившейся в ЭЭС России, была авария в Московской энергосистеме в мае 2005 года. Результаты исследований свидетельствуют о необходимости разработки интеллектуальных систем нового поколения, которые могли бы дополнить современную ПА с учётом её «слабых мест» [8]. На основании этого были выработаны конкретные требования к таким интеллектуальным системам:

1. Наличие инструмента интеллектуального мониторинга и оценки режима работы ЭЭС, в том числе, с целью облегчить работу диспетчера в критической ситуации.
2. Возможность предсказывать потенциально опасные состояния ЭЭС с целью превентивного управления.
3. Высокий уровень отказоустойчивости и возможность координации локальных устройств ПАУ.
4. Наличие методов и моделей, которые позволят обеспечить защиту ЭЭС со сложной структурой.
5. *Интеллектуальные превентивные системы должны дополнять существующую идеологию ПАУ, а не противоречить ей.*

Таким образом, требуется уделить большее внимание вопросам повышения интеллектуального уровня и отказоустойчивости существующих систем ПАУ. В этом отношении перспективным представляется применение технологий вычислительного интеллекта (от англ. computational intelligence) [9]. Как альтернатива классическому искусственному интеллекту, основанному на строгом логическом выводе, технологии вычислительного интеллекта опираются на эвристические алгоритмы. Разработка новых инструментов мониторинга и управления имеет два основных преимущества: время разработки гораздо короче, чем при использовании традиционных подходов и системы являются более робастными, нечувствительными к шуму и недостающим данным.

3 ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

В соответствии с вышеизложенными требованиями, в работе предложена *программная реализация интеллектуальной системы* на базе технологий вычислительного интеллекта для предотвращения крупных аварий в ЭЭС.

3.1 Парадигма программирования

Разработка программного обеспечения для целей проверки работоспособности (моделирования работы) того или иного алгоритма распределенного адаптивного управления сама по себе является принципиально новой задачей. Подобного рода алгоритмы требуют привлечения параллельных и распределенных вычислений. Традиционно под параллельными вычислениями подразумевают вычисления, выполняемые одним компьютером (даже в случае, если данный компьютер содержит множество процессоров), в т.ч. суперкомпьютером. Распределенные вычисления выполняются множеством компьютеров, связанных между собой информационной сетью. Физически система, использующая некоторый алгоритм распределенного управления, должна представлять собой набор независимо работающих устройств с возможностью, в общем случае, асинхронного приема и передачи сообщений внутри некоторой информационной системы – это распределенные вычисления. Однако для предварительного моделирования поведения подобной автоматики необходимо создать программный комплекс, состоящий из набора частей программного кода (агентов), работающих параллельно, с возможностью передачи асинхронных сообщений друг другу - это параллельные вычисления.

Следовательно, предварительная теоретическая проработка предлагаемых алгоритмов может быть эффективно реализована лишь на базе параллельных вычислений. Задача моделирования системы, использующей алгоритмы распределенного управления, заключается в моделировании поведения некоторого количества устройств (агентов), каждый из которых реализует свое собственное поведение. Агенты должны взаимодействовать друг с другом, при этом поведение каждого должно зависеть от поведения остальных. Эффективная реализация подобного рода компьютерной модели возможна на базе параллельных вычислений с использованием мультиагентного подхода.

3.2 КОНЦЕПЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

В данной статье предлагается программная реализация на базе параллельных вычислений для моделирования интеллектуальной системы, которая сочетает в себе модули моделирования и мониторинга с агентной платформой (рис. 1). Основная цель заключается в разработке механизма взаимодействия между расчётными и программным модулями. Исходя из этого,

реализация предлагаемой интеллектуальной системы для предотвращения крупных аварий предусматривает следующие инструменты:

- *модуль моделирования* - компьютерная программа, которая моделирует динамическое поведение ЭЭС (среда MATLAB с использованием блока Powertrain System Analysis Toolbox (PSAT));
- *модуль мониторинга состояния* - компьютерная программа для идентификации и предсказания возможных предаварийных/аварийных состояний в энергосистеме (программная среда R [10]);
- *модуль ПАУ* - компьютерная программа, которая имитирует поведение агентов, обеспечивающих децентрализованное превентивное/противоаварийное управление ЭЭС (агентная среда JADE [11]).

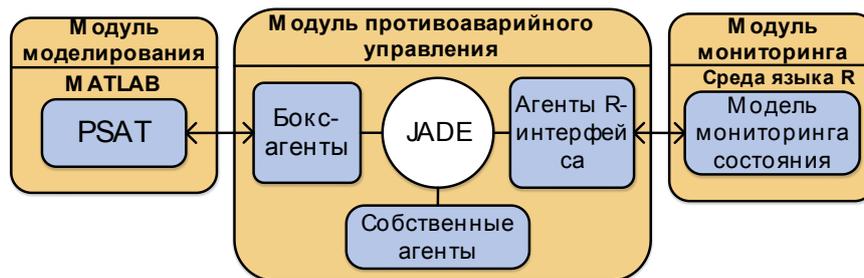


Рис. 1: Упрощенная блок-схема реализации программного обеспечения для предлагаемой интеллектуальной системы.

В качестве расчетного модуля для дальнейших исследований выбран расчетный блок PSAT, представляющий собой программную среду с открытым кодом для функционирования на платформе MatLab или GNU/Octave. Модуль мониторинга состояния ЭЭС реализован в свободной программной среде вычислений R с открытым исходным кодом в рамках проекта GNU с привлечением алгоритмов машинного обучения.

Среда JADE выбрана в качестве агентной платформы для исследования модуля ПАУ и взаимодействия с модулем мониторинга состояния ЭЭС (программная среда R). Программные среды PSAT и R, а также агентная платформа JADE были выбраны потому, что они могут быть интегрированы с использованием языка высокого уровня JAVA. Такая реализация дала возможность полностью перенести моделирование внутрь оперативной памяти компьютера, избежав тем самым необходимости обращения к жесткому диску, что позволило существенно ускорить процесс моделирования.

Кроме того, было решено использовать объекты JAVA в качестве механизма взаимодействия. Эти объекты были названы бокс-агентами (БА). Они являются оболочками для данных, передаваемых из окружающей среды MATLAB для каждого собственного агента системы JADE. Такие собственные агенты работают только внутри агентной платформы. Таким образом, взаимодействие между различными программными средами осуществляется с помощью агентов-посредников, которые предоставляют доступ блоков к мультиагентной платформе JADE посредством сетевого интерфейса.

Основной трудностью при обмене информацией между средами MATLAB, R и JADE является необходимость синхронизации БА. БА хранятся в общей памяти и без специальных мер все приложения имеют к ним одновременный асинхронный доступ. Такая ситуация может привести к программному конфликту, что вызовет отказ всей системы. Для того, чтобы исключить несинхронный доступ к БА, была реализована специальная процедура синхронизации. Выбранный механизм похож на механизм монитора, который широко используется для работы с потоками в JAVA. Основная идея состоит в блокировке одного приложения, работающего с БА, в то время как другое приложение находится в процессе работы с ними (рис. 2).

Как было отмечено выше, язык программирования R используется в качестве вычислительной среды для реализации модуля мониторинга состояния ЭЭС. Связь с программной средой R осуществляется с помощью агента R-интерфейса, который соединяется

со специально созданным сервером Rserve. В случае обнаружения опасного состояния, агентом R-интерфейса на сервер подаётся запрос на исполнение соответствующего кода, что позволяет активировать модуль ПАУ и запустить соответствующие процедуры проверки. Механизм синхронизация агента R-интерфейса аналогичен описанному выше (рис. 2).

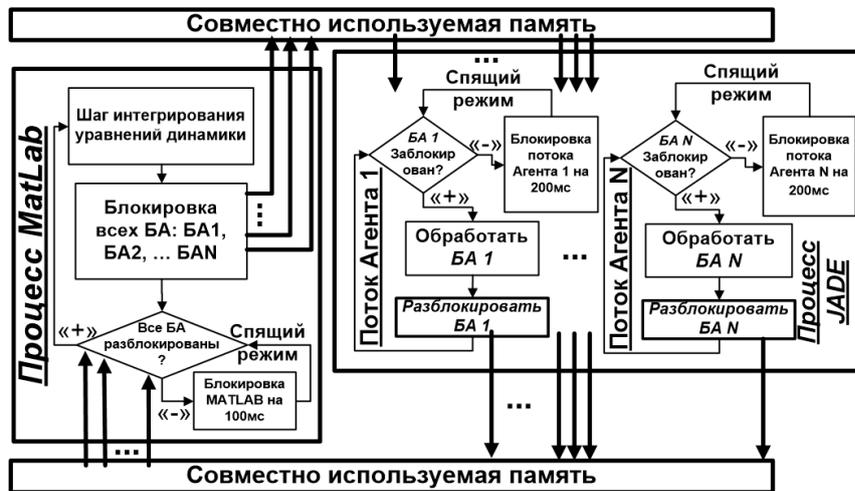


Рис. 2: Упрощенная диаграмма механизма синхронизации бокс-агентов.

В результате был разработан общий интерфейс взаимодействия модулей моделирования, мониторинга и противоаварийного управления (рис. 1). Такой механизм необходим для моделирования комплексной работы мультиагентной систем управления с обычными контроллерами ЭЭС. Предложенный интерфейс может использовать измерения ЭЭС в реальном времени (к примеру, с устройств PMU, систем WAMS) в качестве входных значений модулей мониторинга и ПАУ. При этом выходной сигнал модуля мониторинга может также активировать модуль противоаварийного управления для предотвращения аварийной ситуации.

4 ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КРУПНЫХ АВАРИЙ В ЭЭС

На базе предложенной схемы программной реализации интеллектуальной системы была разработана гибридная система (рис. 3), которая состоит из двух основных частей [2, 8]:

- предупредительная система оценки режимной надёжности для раннего выявления и прогнозирования возможных предаварийных состояний в энергосистеме;
- мультиагентная система противоаварийного управления (МАС ПАУ) для предотвращения крупной аварий в ЭЭС.

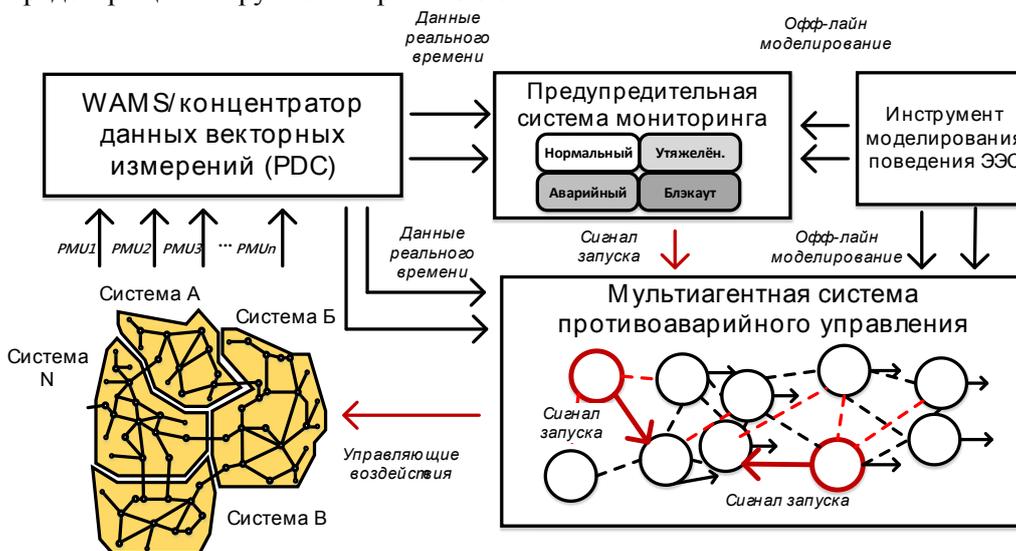


Рис. 3: Общая блок-схема предложенной интеллектуальной системы.

Предлагаемая интеллектуальная система реализована в программных средах MATLAB, JADE и R. Предупредительная система оценки надёжности реализована в среде R. МАС ПАУ выполнена на базе агентной платформы JADE. MATLAB и PSAT используются как инструменты моделирования поведения ЭЭС. Объединение всех трёх программных сред выполнено с использованием языка JAVA.

Концепция интеллектуального мониторинга для обнаружения проблем с устойчивостью ЭЭС, которые могут привести к системной аварии, основывается на принципе классификации (кластеризации) режимов работы энергосистемы с выявлением потенциально опасных состояний. Предложенный в статье подход оценки режимной надёжности направлен на идентификацию аварийных состояний в режиме реального времени [12]. Для решения этой задачи в работе предлагается подход деревьев принятия решений на базе алгоритма случайного леса (англ. Random Forest) [13]. Модель случайного леса обучается в автономном режиме распознавать режимы работы ЭЭС по принципу «аварийный»/«неаварийный» и используется для «on-line» классификации состояний ЭЭС на основе шаблонов, созданных в автономном режиме. Измерения в реальном времени будут использоваться для оценки текущего состояния ЭЭС. В случае, если предупредительная система определяет предаварийное состояние, то она может активировать МАС ПАУ в рамках принципа, описанного выше в подразделе 3.2. Предложенный подход способен обнаруживать аварийные состояния, возникающие одновременно в разных частях крупной объединенной ЭЭС.

Предлагаемая МАС ПАУ, реализованная в среде JADE, состоит из двух типов агентов: агенты нагрузки и агенты генерации. Любой агент в любой момент времени имеет доступ к следующему набору локальных данных: 1) параметры режима – первичное и вторичное напряжение, перетоки активной мощности и т.д.; 2) характеристики работы оборудования напряжение генератора, ток возбуждения, сигналы фиксации отключения силового оборудования и т.д. Любой агент в любой момент времени имеет локальную и глобальную цели. Локальная сводится к поддержанию локальных параметров режима и характеристик работы оборудования в допустимых пределах. Глобальная заключается в предотвращении лавины напряжения в контролируемой подсистеме. Знания агента о подсистеме формируются в виде базы коэффициентов чувствительности (элементов матрицы Якоби уравнений установившегося режима). Триггером для активации от МАС ПАУ собственных агентов служит приближение токов статора или ротора генераторов в контролируемой подсистеме к околочритическим значениям и реализует набор простых управляющих воздействий, обеспечивающий быстрое управление реактивной мощности или отключение нагрузки потребителей с целью предотвращения лавины напряжения [7].

5 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РАСЧЁТЫ

В данной статье предлагаемая интеллектуальная система была протестирована на модифицированной электрической схеме IEEE RTC-96 (рис. 6). Тестовая ЭЭС состояла из двух подсистем - подсистема А и подсистема Б. В подсистеме Б имеется избыток реактивной мощности, в подсистеме А - нехватка. Переток активной мощности направлен из подсистемы Б в подсистему А. В тестовой схеме за основу взята экспоненциальная модель нагрузки. Параметры нагрузки, принятые в статье, были сформированы исходя из анализа экспериментальных данных.

Предлагаемая интеллектуальная система управления включала в себя два основных инструмента – предупредительную систему мониторинга и МАС ПАУ. Кроме того, МАС ПАУ в дополнение к набору локальных контроллеров (автоматический регулятор частоты вращения турбины, АРВ, ограничитель возбуждения на каждом генераторе, и РПН трансформаторов на шинах 204 – 210), включала контроллеры РПН трансформаторов на шинах 101-103. На базе тестовой ЭЭС были смоделированы различные аварийные сценарии, включающие отключения линий электропередач (ЛЭП), трансформаторов, генераторов.

Например, потеря генератора G303 в момент времени $t=5$ с. приводит к некритическим увеличением дефицита реактивной мощности в подсистеме Б (рис. 5а). При отключении ЛЭП «103-106» в момент времени $t=15$ с., приводящего к перегрузке генераторов шины 203, система

мониторинга идентифицирует предаварийное состояние ЭЭС. Данная система отправляет сигнал тревоги агентам МАС ПАУ с целью предотвращения дальнейшего ухудшения ситуации. МАС ПАУ фиксируя не только сигналы от системы мониторинга, но и сигналы о перегрузке генераторов, увеличивает выработку реактивной мощности до тех пор, пока токи генераторов не достигнут значений, близких к докритическим. В результате совместные действия агентов позволяют разгрузить генераторы, подключенные к шине 203 и подсистема А сохраняет устойчивость без отключения нагрузки, а только лишь за счет координации источников реактивной мощности. С момента времени $t=170$ с предупредительная система идентифицирует возврат к нормальному режиму работы.

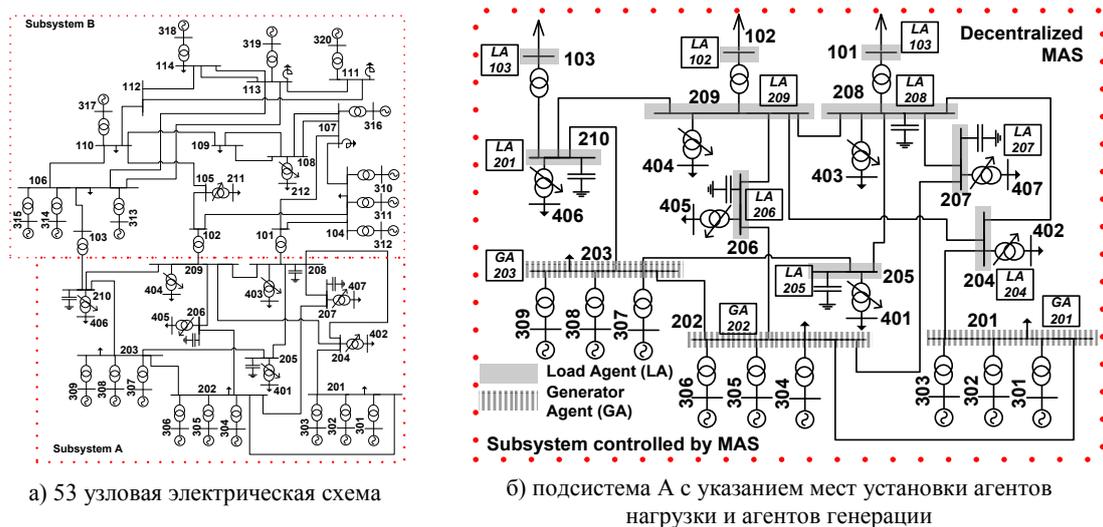


Рис. 4. Модифицированная тестовая схема IEEE One Area RTS-96

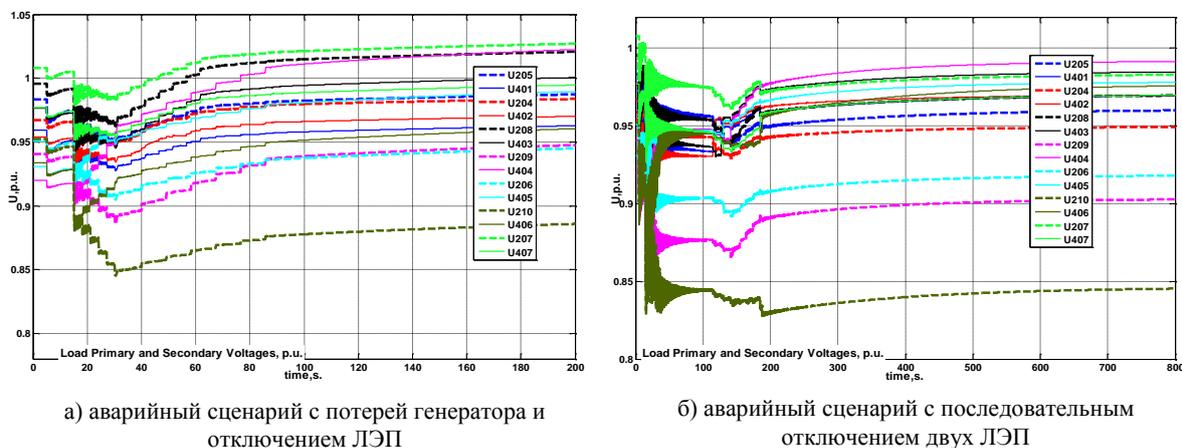


Рис. 5: Изменения уровней напряжения на шинах первичного и вторичного напряжения при использовании интеллектуальной системы

Рассмотрим другой сценарий аварийного возмущения. Отключение ЛЭП «105 – 110» в момент времени $t=5$ с приводит к ослаблению транзита мощности между подсистемами А и Б (рис 5б). Предупредительная система идентифицирует утяжеление режима ЭЭС. После отключения ЛЭП «107 – 101» в момент времени $t= 15$ с происходит резкое снижение транзита активной и реактивной мощности в систему Б. Система мониторинга фиксирует опасный режим работы и отправляет сигнал тревоги агентам МАС ПАУ. Аналогичным образом, МАС ПАУ, фиксируя не только сигналы от системы мониторинга, но и сигналы о перегрузке генераторов, идентифицирует отсутствие возможности поддерживать напряжение посредством координации регуляторов реактивной мощности и запускает процедуру отключения нагрузки.

После реализации УВ от МАС ПАУ, предупредительная система всё ещё фиксирует утяжелённый режим, потому что схема находится в состоянии нормализации послеаварийного режима. В данной ситуации нормализация послеаварийного режима должна выполняться диспетчером ЭЭС.

6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Научная новизна предлагаемой системы заключается в реализации новых алгоритмов и принципов реализации интеллектуального ПАУ на базе моделей машинного обучения и распределённых адаптивных моделей, способных эффективно предупредить и предотвратить аварийную ситуацию прежде, чем она приведёт к каскадному развитию аварии и полному погашению всей энергосистемы. Предложенная схема превентивного ПАУ будет способна в автоматическом режиме поддерживать требуемый уровень надёжности ЭЭС. Разработка и внедрение проекта внесут существенный вклад в развитие критических технологий Российской Федерации посредством: 1) разработки нового поколения "умных" противоаварийных алгоритмов в рамках создания интеллектуальной ЭЭС с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС) в ЭЭС России; 2) совершенствования (интеллектуализации) технологий предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций техногенного характера в энергосистемах.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] IEEE PES PSDP Task Force on Blackout experience, mitigation, and role of new technologies, blackout experiences and lessons, Best practices for system dynamic performance, and the role of new technologies, IEEE Special Publication 07TP190, July 2007.
- [2] M. Negnevitsky, N. Voropai, V. Kurbatsky, N. Tomin, D. Panasetsky, "Development of an Intelligent System for Preventing Large-Scale Emergencies in Power Systems", IEEE/PES General Meeting, Vancouver, BC, Canada, 21-25 July 2013.
- [3] G. Trudel, J.-P. Gingras, J.-R. Pierre, "Designing a reliable power system: The Hydro-Quebec integrated approach," in Proc. IEEE, vol. 93, no. 5, pp. 907917, May 2005.
- [4] U. Häger, C. Rehtanz, N. Voropai: "ICOEUR Project Results on Improving Observability and Flexibility of Large Scale Transmission Systems," IEEE PES General Meeting, July 2012, San Diego, USA.
- [5] D. Panasetsky, N. Tomin, Y. Dechang; V. Kurbatsky, "A new intelligent algorithm for load shedding against overload in active distribution networks," Power System Technology (POWERCON), 2014 International Conference on , vol., no., pp.1677,1684, 20-22 Oct. 2014
- [6] L. Wehenkel "Machine-Learning Approaches to Power-System Security Assessment", Dissertation, University of Liège, 1995.
- [7] D. Panasetsky "Improving the structure and algorithms of emergency control in power systems to prevent voltage collapse and cascading line outages", Dissertation, Melentiev Energy Systems Institute, 2014
- [8] Voropai N., Negnevitsky M., Tomin N., Panasetsky D., Rehtanz Ch., Haeger U., Kurbatsky V., "Intelligent Systems for Preventing Large-Scale Emergencies in Power Systems" Theoretical and Scientific Journal "Electrichestvo", Vol.8, 2014 (In Russian)
- [9] M. Negnevitsky, "Computational Intelligence Approach to Crisis Management in Power Systems", International Journal of Automation and Control, 2 (2/3), 2008, pp. 247-273.
- [10] R: A Language and Environment for Statistical Computing, The R Core Team, version 3.1.3 (2015-03-09).
- [11] F. L. Bellifemine, G. Caire, D. Greenwood "Developing Multi-Agent Systems with JADE", John Wiley & Sons Ltd, 2007, 300 p.
- [12] N. Tomin, A.Zhukov, D.Sidorov, V. Kurbatsky, D. Panasetsky, V. Spiryaev "Random Forest Based Model for Preventing Large-Scale Emergencies in Power Systems", International Journal of Artificial Intelligence, Vol. 13, No. 1, 2015, pp. 211-228
- [13] L. Breiman "Random Forests", Machine Learning , 2001, 45(1), pp .5-32



С.2.1-2. Анализ режимной надежности работы энергосистемы с учетом прогнозирования изменения режимных параметров и оценки ее управляемости в режиме реального времени

А.Б. Осак, А.И. Шалагинов, Д.А. Панасецкий, Е.Я. Бузина
ИСЭМ СО РАН
Россия
osakalexey@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Режимная надежность, экспресс-анализ, моделирование РЗ и ПА, краткосрочное прогнозирование.

1 ВВЕДЕНИЕ

Повышение интеллектуального уровня систем управления ЭЭС, обусловленное развитием направления Smart Grid и поэтапной реализацией концепции ИЭС ААС, существенным образом повышает значимость задачи оценки режимной надежности с учетом краткосрочного прогнозирования поведения системы. Это связано с тем, что традиционные способы анализа режимной надежности и оценки запасов устойчивости теряют свои позиции из-за необходимости учета поведения новых активных и интеллектуальных элементов энергосистемы [1].

Ранее в своих работах [2-4] авторы предлагали технологию оценки режимной надежности с учетом краткосрочного прогнозирования поведения системы, которая основана на имитационном моделировании энергосистемы при различных нормативных и сверхнормативных возмущениях, с учетом реальных алгоритмов непрерывных и дискретных систем управления энергосистемы. Практическая сложность применения предложенного подхода заключается в том, что при решении данной задачи путем полного перебора (с учетом необходимости расчета электромеханических переходных процессов с моделями всех активных элементов ЭЭС) потребуются большие вычислительные ресурсы. Даже за счет применения технологий распределенных вычислений, достигнуть допустимых для практики временных характеристик создаваемой системы будет крайне сложно.

В настоящей работе авторами предлагается при анализе режимной надежности, с учетом краткосрочного прогнозирования поведения системы, осуществлять оценку резервов регулирования в управляемых параметрах. Для решения данной задачи применяются оптимизационные методы расчета сбалансированных режимов с учетом дискретных и интервальных характеристик параметров режима.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Постановка задачи

В данной работе рассматривается один из многих аспектов надежности – режимная надежность (РН), под которой подразумевается способность системы противостоять внезапным возмущениям без непредусмотренных воздействий на потребителей электроэнергии [5]. В

данном случае речь идет о первичном регулировании режима после возмущения – регулирование в течение нескольких секунд за счет работы первичного регулирования и срабатывания устройств релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА).

В основном задача анализа РН решается при оперативно-диспетчерском управлении, моделировании ремонтных и послеаварийных режимов, в меньшей степени при долгосрочном планировании и проектировании ЭЭС. Алгоритмы, рассматриваемые в данной работе, предполагают как наличие, так и отсутствие статистической информации о частоте отказов в подсистемах генерации, передачи и распределения электроэнергии.



Рис. 1. Традиционный алгоритм анализа режимной надежности.

Традиционно [6] используется следующий подход к решению задачи режимной надежности (рис. 1). Формируется исходный режим, в оперативной постановке задачи исходный режим формируется путем решения задачи оценивания состояния [7]. Далее моделируется возникновение нормативных возмущений [8] или сверхнормативных возмущений. Моделирование возмущений можно выполнять как путем расчета послеаварийного установившегося режима (УР), так и путем моделирования электромеханического переходного процесса (ЭМПП). При этом учитывается работа ПА. Послеаварийный режим оценивается как на предмет существования УР (практический критерий оценки статической устойчивости), так и на предмет допустимости параметров режима.

Авторами в [2-4] предлагается решать задачу анализа и оценки РН за счет применения математических средств краткосрочного прогнозирования поведения ЭЭС. Задача краткосрочного прогнозирования для целей оперативного анализа режимной надежности подразделяется на две подзадачи:

1. подзадача краткосрочного прогнозирования параметров режима;
2. подзадача краткосрочного прогнозирования поведения системы.

При решении задачи краткосрочного прогнозирования поведения системы для целей оперативного анализа режимной надежности, и далее для оперативного и противоаварийного управления ЭЭС, можно выделить следующие составляющие:

1. прогнозирование поведения систем управления и регулируемых ими элементов;

2. прогнозирование аварий и отказов, с учетом вероятности отказов отдельных элементов ЭЭС.

Прогнозирование поведения элементов ЭЭС, оснащенных системами управления и регулирования, таких как синхронные генераторы и компенсаторы, устройства FACTS, можно выполнять путем непрерывного моделирования ЭМПП с корректировкой на каждом шаге расчета параметров моделей нагрузок по прогнозным данным, вариант такого алгоритма приведен на рис 2. При этом модели систем регулирования, реагируя на изменение параметров режима из-за изменения нагрузок, будут сами влиять на режим ЭЭС, тем самым будет выполняться прогнозирование поведения элементов ЭЭС, таких как генераторы, регуляторы, устройства FACTS.



Рис. 2. Вариант алгоритма краткосрочного прогнозирования.

В детерминированной постановке задачи, для получения прогноза необходимо будет выполнить серию расчетов ЭМПП для нескольких сценариев изменения нагрузок. Важной подзадачей в данной постановке является поиск наиболее характерных и наиболее тяжелых для режима сценариев изменения нагрузок.

При моделировании ЭМПП при решении задачи краткосрочного прогнозирования поведения ЭЭС, в дополнение к подходу, предложенному в [6], предлагается оценивать вероятность работы дискретных систем управления, таких как РЗ и ПА. Такую оценку можно выполнять путем анализа фактических коэффициентов запаса и коэффициентов чувствительности в нормальном и прогнозном режимах. В случае приближения контролируемых РЗ и ПА параметров режима к уставкам их срабатывания, учитывая погрешность моделирования и погрешность прогноза, можно определить вероятность срабатывания или несрабатывания РЗ и ПА. На границе срабатывания дискретных систем управления (при вероятной, но не гарантированной их работе) дальнейший прогноз поведения ЭЭС необходимо разветвлять для варианта срабатывания и для варианта несрабатывания таких систем управления. Для каждого сценария необходимо определять последствия заданной аварий и/или отказа работы РЗ и ПА. При этом необходимо оценивать корректность возможного срабатывания с точки зрения селективности и назначения устройств и систем управления. В случае вероятности некорректной работы, необходимо предупреждать диспетчера. В перспективе нужно будет рассмотреть допустимость, целесообразность и возможность корректировки в реальном времени рабочих уставок (например, смена набора заранее заложенных уставок, ввод ускорения), ввод блокировки и прочих способов воздействия на системы автоматического управления ЭЭС.

Применение методов экспресс-анализа

Выше описаны технологии оценки режимной надежности с учетом краткосрочного прогнозирования поведения системы, которая основана на имитационном моделировании энергосистемы при различных нормативных и сверхнормативных возмущениях, с учетом реальных алгоритмов непрерывных и дискретных систем управления энергосистемы. Практическая сложность применения предложенных выше подходов заключается в том, что при решении данной задачи путем полного перебора (с учетом необходимости расчета электромеханических переходных процессов с моделями всех активных элементов ЭЭС) потребуются большие вычислительные ресурсы.

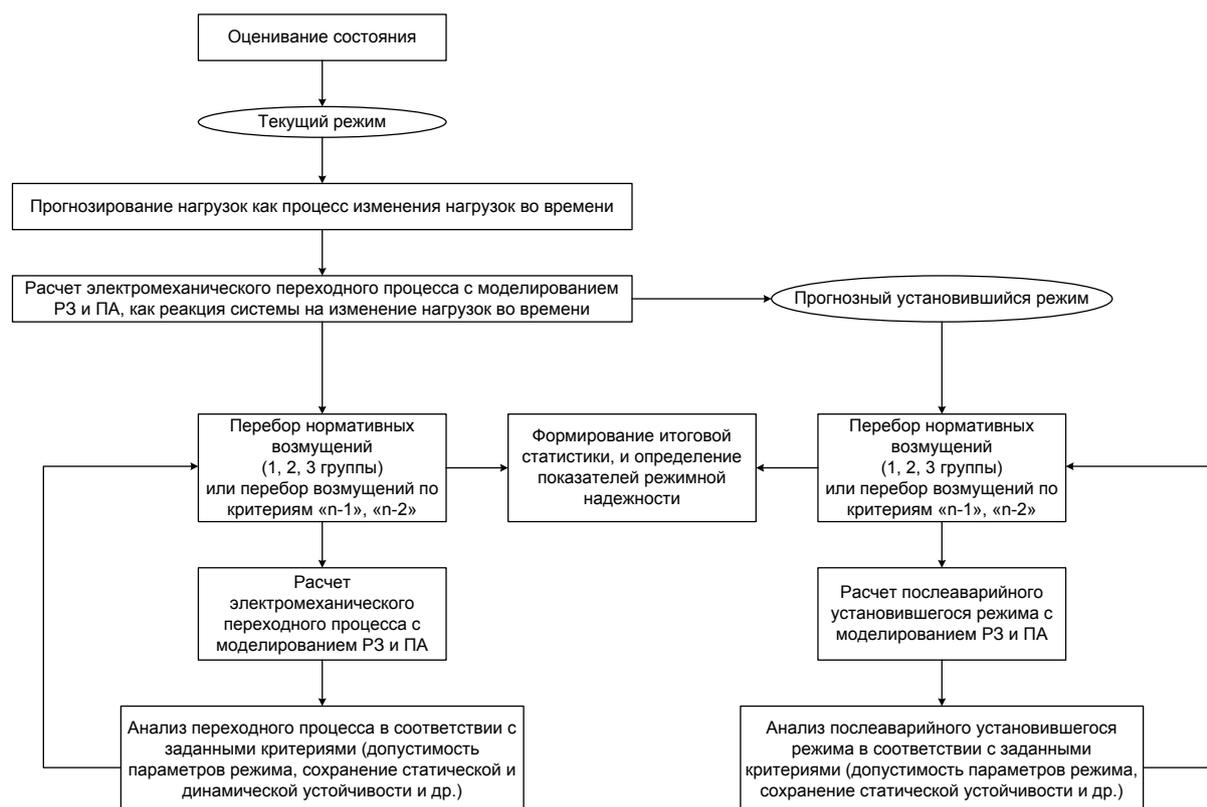


Рис. 3. Алгоритм анализа режимной надежности с учетом краткосрочного прогнозирования поведения ЭЭС.

В частности, при оценке РН, важной составляющей является оценка запасов устойчивости. Традиционный подход, когда, утяжеляя режим, в контролируемых сечениях находятся величины аварийно-допустимых перетоков (АДП), плохо применим в задачах оценки РН, т.к. он чрезмерно ресурсоемок. Даже за счет применения технологий распределенных вычислений, достигнуть приемлемых для практики временных характеристик системы оперативной оценки РН будет крайне сложно.

Авторами предлагается при осуществлении полного перебора нормативных и сверхнормативных возмущений, выполнять первоначальную оценку с использованием экспресс-методов, тем самым, исключая из дальнейшего детального рассмотрения возмущения, не представляющие опасности. Если один или несколько применяемых экспресс-методов показывают наличие возможной опасности при возникновении того или иного возмущения, то только в этом случае производится дальнейшее имитационное моделирование на подробной модели ЭЭС с учетом реальных алгоритмов непрерывных и дискретных систем управления энергосистемы.

Предлагается при анализе РН с учетом краткосрочного прогнозирования поведения системы осуществлять оценку резервов регулирования в управляемых параметрах. Для решения данной задачи применяются оптимизационные методы расчета сбалансированных режимов с учетом дискретных и интервальных характеристик параметров режима.

Прикладная суть предлагаемого подхода заключается в оценке принципиальной возможности перехода энергосистемы из доаварийного в послеаварийный режим с учетом работы систем регулирования, а также систем противоаварийного управления (ПАУ), но без задания самих алгоритмов регулирования и управления. При этом системы регулирования и ПАУ задаются в виде диапазонов возможного изменения параметров режима и схемы замещения (задаются максимально возможные объемы управляющих воздействий). Если решение найдено, то оно позволяет определить оптимальные объемы управляющих воздействий, необходимые для перехода из доаварийного режима в послеаварийный. Далее по упрощенному алгоритму можно оценить соответствуют ли рассчитанные управляющие воздействия фактической логике устройств регулирования и ПАУ. В отдельных случаях можно

выполнить расчеты установившихся режимов и электромеханических переходных процессов с учетом фактических алгоритмов регуляторов, устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Оптимизационные методы экспресс-анализа в общем виде используют функцию линейной оценки параметров режима, которая выполняется для матрицы $\frac{\partial P}{\partial Y}$, где

$p_i \in P$ – контролируемый параметр режима;

$Y = \{U, Kmp, Pz, Sn\}$;

y_i применяется в диапазоне $l_i = [l_{min}, l_{max}]$. Диапазон l_i определяется не только ограничениями на параметры y_{imin}, y_{imax} , но и рассчитанными параметрами, т.е. ограничениями параметров p_i :

$$p_{imin} \leq p_i + \frac{\partial p_i}{\partial y_j} * \Delta y_j \leq p_{imax}$$

Одним из критериев режимной надежности в данной постановке является наличие резервов регулирования в управляемых параметрах Y . При моделировании аварийных возмущений данная модель позволяет оценивать соответствии настроек реальных устройств режимной и противоаварийной автоматики исследуемому режиму. Управляющие воздействия автоматики моделируются изменением отдельных параметров Y . При этом требуемый объем управляющих воздействий автоматики должен находиться в пределах y_{imin}, y_{imax} .

Расчет сбалансированных режимов с учетом дискретных и интервальных характеристик параметров режима

В начальном случае параметры сбалансированного режима, как и функции от них, должны находиться как можно ближе к некоторым значениям $V \rightarrow \hat{V}$. Последние мы называем дискретными характеристиками параметров режима. В качестве них могут выступать телеизмерения, планируемые значения параметров режима, прогнозные значения и т.п. Элементы $v_i \in V$ характеризуются двумя параметрами $\{\hat{v}_i, \hat{\sigma}_i\}$. В случае телеизмерения под $\hat{\sigma}_i$ подразумевается дисперсия \hat{v}_i , в других случаях, это могут быть допустимые отклонения v_i от \hat{v}_i , заданные в процентах.

Кроме того, параметры режима G должны по возможности находиться в некоторых интервалах своих значений $G \rightarrow [\underline{G}, \bar{G}]$. Соответственно, каждая интервальная переменная g_j характеризуется четверкой параметров $\{\underline{g}_j, \underline{\sigma}_j, \bar{g}_j, \bar{\sigma}_j\}$, где $\underline{g}_j, \bar{g}_j$ – верхняя и нижняя границы интервала; $\underline{\sigma}_j, \bar{\sigma}_j$ – граничные «дисперсии». Из $\underline{\sigma}_j, \bar{\sigma}_j = 0$ следует, что $\underline{g}_j \leq g_j \leq \bar{g}_j$.

Необходимость ранжировать роль переменных y_i при функционировании системы предполагает учитывать их многократно в G с различными граничными характеристиками и процентными ставками $(\underline{\sigma}_{ij}, \bar{\sigma}_{ij})$. Соответственно, чем шире диапазон, тем меньше процентные ставки.

В данном подходе и само возмущение и реакция элементов ЭЭС на возмущение могут быть одновременно заданы в векторе G .

Для характеристики меры близости $V \rightarrow \hat{V}$, $G \rightarrow [\underline{G}, \bar{G}]$ обычно используется функция взвешенных наименьших квадратов:

$$f = \sum_i^n a_i^2 + \sum_i^m b_i^2 \quad (1)$$

$$\text{где } a_i = \frac{v_i - \hat{v}_i}{\hat{\sigma}_i} \cdot k_{vi};$$

$$b_i = \frac{g_i - g_i^*}{\sigma_i^*} \cdot k_{gi} \cdot k_i;$$

$$g_i \leq \underline{g}_i \rightarrow \{k_i = 1; g_i^* = \underline{g}_i; \sigma_i^* = \underline{\sigma}_i\};$$

$$g_i \geq \bar{g}_i \rightarrow \{k_i = 1; g_i^* = \bar{g}_i; \sigma_i^* = \bar{\sigma}_i\};$$

$$\underline{g}_i < g_i < \bar{g}_i \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} g_i^* = 1; g_i^* = g_i; \sigma_i^* = \underline{\sigma}_i \cdot \alpha + \bar{\sigma}_i \cdot (1 - \alpha); \\ 0 < \alpha < 1; \\ k_i = \frac{1}{1 + d(g_i)} \end{array} \right\};$$

В принятом подходе $0 \leq d(g_i) \leq 500$ и зависит от расстояния g_i от границ интервала, от значения f и от хода вычислительного процесса. Коэффициенты k_{vi}, k_{gi} учитывают регулирующий эффект интервальных переменных на переменные v_i и g_i . Если существует регулирующий эффект некоторой интервальной переменной g_j на другую переменную, например, v_i , то он существует, если переменная g_j не вышла на одну из границ. Следовательно, $k_{vi_{gi}} = 1 - k_j$.

Вернемся к решению поставленной задачи. Режим ЭЭС обычно описывают уравнениями баланса токов или мощностей в узлах ЭС и в векторном виде обозначают:

$$W(X, Y) = 0 \quad (2)$$

здесь вектор Y – вектор независимых параметров режима, которые на этапе решения задачи (2) принимают конкретные значения. Вектор X – вектор зависимых параметров от вектора Y . Эта неявная зависимость обозначается:

$$X = X(Y).$$

Решение поставленной задачи сводится к отысканию такого вектора Y , при котором достигается:

$$\begin{array}{c} \min f(Y) \\ \text{и} \\ w(X, Y) = 0. \end{array}$$

Будем решать задачу итерационно. Обозначим $Y_{k+1} = Y_k + Z$. Линеаризуем f в точке Y_k :

$$a_i(Y_{k+1}) = a_i(Y_k) + Z \frac{\partial a_i}{\partial y_k};$$

$$b_i(Y_{k+1}) = b_i(Y_k) + Z \frac{\partial b_i}{\partial y_k}.$$

Поставив полученные выражения в (1), получим квадратичную форму $f(Z)$, которая имеет минимум при $\frac{\partial f}{\partial Z} = 0$:

$$\frac{\partial f}{\partial Z} = A \cdot Z + B = 0 \quad (3)$$

Матрица A , как правило, не вырожденная, поэтому система (3) имеет решение. Невырожденность матрицы A следует из того, что все элементы вектора Y принадлежат к V или G и элементы Y независимы по определению. Поэтому ранг A равен рангу Y .

Система (3) имеет решение всегда, даже в том случае, если $V = \emptyset$. Именно по этой причине b_i учитываются на всем диапазоне значений g_i .

На следующем шаге ищем решение системы:

$$W(X_k + dX_k, Y_k + Z \cdot t), t = 0 \quad (4)$$

Решение системы (4) существует, если выполняется следующий критерий:

пусть $\Delta W = W(X_k, Y_{k+1})$,

$$\Delta X = -\Delta W \frac{\partial W(X_k, Y_{k+1})^{-1}}{\partial X_k}$$

$$k = 2 \sqrt{\left\| \Delta X^T \frac{\partial^2 W}{\partial X^2} \Delta X \right\| / \left\| \Delta W \right\|} .$$

При $k < 1$ решение системы (4), как правило, существует. Данный критерий хорошо работает, если мы находимся близко к границе предела по существованию решения. Более надежен критерий $k < 2/3$. Поэтому, если $k > 2/3$ выбираем $t = 2/3 / k$ и возвращаемся к началу балансировки. Здесь следует отметить, что процедура балансировки занимает 2-3% от общего времени решения поставленной задачи.

С учетом балансировки $\tilde{Z} = Z \cdot t$ определим $f(Y_k + \tilde{Z} \cdot t)$ как квадратичный полином от t :

$$f(Y_k + \tilde{Z} \cdot t) = a_0 + a_1 \cdot t + a_2 \cdot t^2 .$$

Этот полином имеет минимум при $t = -\frac{a_1}{2a_2}$.

Если $t < 1$ получаем новое $\tilde{Z} = \tilde{Z} \cdot t$ и возвращаемся на шаг балансировки режима.

Если $t > 1$, то берем $t = 1$ и переходим к следующему шагу решения поставленной задачи.

Процесс расчета прекращаем при достижении заданной точности минимизации:

$$f(Y_k) - f(Y_{k+1}) < \xi .$$

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе сформулирована задача оперативного анализа режимной надежности с применением средств краткосрочного прогнозирования параметров режима и краткосрочного прогнозирования поведения ЭЭС. Определены смежные подзадачи, решение которых необходимо для повышения эффективности оперативного и противоаварийного управления.

Предложены некоторые варианты реализации задачи автоматического краткосрочного прогнозирования поведения ЭЭС для целей оперативного анализа режимной надежности, и далее для оперативного и противоаварийного управления ЭЭС с использованием как уже известных методов и моделей, так и экспресс-методов. Предложены варианты применения моделей и методов расчета ЭМПП для задачи краткосрочного прогнозирования поведения ЭЭС. Предложено во время краткосрочного прогнозирования моделировать работу дискретных систем автоматического управления, таких как РЗ и ПА.

Предложено для снижения вычислительной нагрузки использовать экспресс-методы оценки управляемости ЭЭС. Данный подход позволяет оценить принципиальную возможность перехода энергосистемы из доаварийного в послеаварийный режим с учетом потенциальной работы систем регулирования и систем противоаварийного управления без задания самих

алгоритмов регулирования и управления. Если найдена принципиальная возможность такого перехода, то решение предложенной математической задачи позволяет определить оптимальные объемы управляющих воздействий, необходимые для перехода из доаварийного режима в послеаварийный. Далее по упрощенному алгоритму можно оценить соответствуют ли рассчитанные управляющие воздействия фактической логике устройств регулирования и противоаварийного управления. В отдельных случаях можно выполнить расчеты установившихся режимов и электромеханических переходных процессов с учетом фактических алгоритмов регуляторов, устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В перспективе анализ режимной надежности с учетом прогнозирования поведения ЭЭС позволит осуществить координацию оперативного и противоаварийного управления – оперативно-диспетчерский персонал сможет заранее увидеть возможную работу систем автоматического управления, оценить адекватность возможного управления, и предпринять соответствующие меры. Например, если подсистема прогнозирования выявила тренд роста нагрузки, с одновременным приближением контролируемых ПА параметров режима к уставкам срабатывания, то она может предложить диспетчеру изменить потокораспределение для снятия потенциальной перегрузки, не дожидаясь работы ПА.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Воропай Н.И., Осак А.Б. Электроэнергетические системы будущего. // Общественно-деловой журнал «Энергетическая политика» №5, 2014. с.60-63.
- [2] Осак А.Б., Шалагинов А.И., Домышев А.В., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Методы экспресс-анализа в задаче оценки режимной надежности с учетом краткосрочного прогнозирования поведения системы // Сборник докладов международной конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург, 3 – 7 июня 2013 г.
- [3] Осак А.Б., Шалагинов А.И., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Анализ режимной надежности в реальном времени для интеллектуальных устройств режимной автоматики с функциями прогнозирования. // Журнал «Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока» №4, 2014, с.304-308.
- [4] Осак А.Б., Шалагинов А.И., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Методы экспресс-анализа в задаче оценки режимной надежности с учетом краткосрочного прогнозирования поведения системы. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 65. Надежность либерализованных систем энергетики. Отв. ред. Н.И. Воропай – ИСЭМ СО РАН, 2015.
- [5] Кучеров Ю.Н., Кучерова О.М., Капойи Л., Руденко Ю.Н. Надёжность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. – Новосибирск.: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 1996, 423 с.
- [6] Шепилов О.Н., Домышев А.В., Осак А.Б. Современные методы и программы анализа режимной надежности ЭЭС при множественных отказах с учетом срабатывания противоаварийной автоматики. // Научно-технический и производственный журнал «Проблемы энергетики» № 11-12/1, ноябрь-декабрь 2008.
- [7] Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И. Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы. // Электричество №6, 2009, с. 2 – 10.
- [8] Методические указания по устойчивости энергосистем, утверждены приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 277.

Работа выполнялась в рамках гранта РФФИ № 14-19-00054.



С.2.1-3. Алгоритмы оценки динамической устойчивости энергосистемы при управляемом переходе к послеаварийному режиму

ЛИЗАЛЕК Н.Н., БОРОДИН Д.Н., ВТОРУШИН А.С., АРЖАННИКОВ С.Г.

ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»
Новосибирский государственный технический университет

Россия

bdn@iaes.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Структурно организованное движение, оценка динамической устойчивости энергосистемы, метод площадей.

1 ВВЕДЕНИЕ

Одной из проблем выбора управляющих воздействий противоаварийной автоматики, обеспечивающей сохранение статической устойчивости послеаварийного режима с заданным запасом в темпе процесса, является оценка устойчивости динамического перехода к послеаварийному режиму. Сложность связана с трудностью идентификации возможных сечений асинхронных ходов, так как эти сечения сильно зависят от характеристик возмущения.

Выделение предполагаемых сечений асинхронного хода позволяет провести проверку возникающего при аварии переходного процесса на динамическую устойчивость. Алгоритмы такой проверки могут быть основаны на методе площадей, примененном к относительным движениям подсистем, образованных сечением (сечениями) асинхронного хода. При этом может быть учтено выполнение управляющих воздействий через заданные интервалы времени после срабатывания пусковых органов АПНУ.

При выявлении нарушения динамической устойчивости необходимо откорректировать управляющие воздействия с целью обеспечения устойчивого перехода к послеаварийному режиму с запасом статической устойчивости, не ниже нормируемого.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Можно выделить две независимые части алгоритма оценки устойчивости перехода к послеаварийному режиму – поиск слабых сечений и оценка динамической устойчивости управляемого перехода к устойчивому послеаварийному режиму.

Поиск слабых сечений может осуществляться алгоритмом, базирующемся на анализе собственного вектора матрицы Якоби для предельного режима [1]. Алгоритм позволяет найти множество слабых сечений энергосистемы. Возможен и другой подход к поиску возможных сечений нарушения динамической устойчивости путем непосредственного выделения колебательных структур движения синхронных машин энергосистемы [2] в исследуемом переходном процессе. Оба эти варианта алгоритма поиска слабых сечений рассматриваются как взаимно дополняющие друг друга. Могут применяться и другие способы выделения сечений асинхронного хода [4].

Однако, в любом случае, система может быть представлена совокупностью областей, любые смежные из которых движутся в противоположных направлениях в рассматриваемый момент времени (это и есть, собственно, колебательная структура движения). В основе структурной организации движения лежит образование групп синхронных машин, движущихся относительно центра инерции системы сходным образом. Такие группы (ядра подсистем)

формируют вокруг себя области системы, вектора напряжений в узлах которых перенимают характер движения группы. Для выделения подсистем нужно определить границы между ними.

Признаком граничной связи, объединяющей две смежные подсистемы, может быть *разный знак отклонений индивидуальной частоты в узлах по её концам от угловой скорости перемещения центра инерции системы*. Если все такие связи системы в момент времени t считать отключенными и провести топологический анализ системы на предмет выделения *несвязных* подсистем, то получившиеся подсистемы будут иметь *общий признак – одинаковый знак отклонений индивидуальных частот внутри подсистемы*, а любые смежные из подсистем будут характеризоваться *разными знаками этих отклонений*. Описанный алгоритм позволяет определять колебательную структуру движения в системе как функцию времени $S(t)$. Эта колебательная структура описывает пространственное распределение *относительных скоростей движения* по системе как *электро-механическую волну*, выделяя чередующиеся области, опережающие или отстающие от центра инерции системы.

При определении структуры движения можно воспользоваться не относительными скоростями, а *относительными смещениями*. Перемещение вектора напряжения k -ого узла относительно центра инерции системы на интервале $(t_0 - t)$ $\Delta\delta_{k0}$ определится соотношением:

$$\Delta\delta_{k0} = \delta_k(t) - \delta_k(t_0) - \frac{\sum_i J_i (\delta_{zi}(t) - \delta_{zi}(t_0))}{J_s}, \quad (1)$$

в правой части которого участвуют углы векторов напряжения и углы роторов синхронных машин, измеренные относительно используемой в расчете переходного процесса оси отсчета, J_i - момент инерции синхронной машины, $J_s = \sum_i J_i$ - суммарный момент инерции системы, i -

множество узлов системы. Рассчитав $\Delta\delta_{k0}$ для всех узлов системы и пометив связи, объединяющие узлы с разными знаками этих отклонений, можно выявить колебательную структуру движения системы. Здесь используются накопленные на конечном интервале времени смещения, представляя результат движения системы распределенной в узловом пространстве *электро-механической волной относительных смещений*. Чередующиеся области системы смещены относительно вектора, жёстко связанного с центром инерции системы, в положительную или отрицательную стороны.

Для различения структур, полученных по относительным скоростям и относительным смещениям, будем их называть Ω и δ структурами соответственно. Можно сказать, что Ω и δ структуры взаимно дополняют друг друга на разных этапах движения (при малых и больших смещениях от положения устойчивого равновесия соответственно). Соотношение (1) можно использовать как при выделении δ -структур, так и Ω -структур. Просто, для δ -структур, длина интервала $(t_0 - t)$ существенно больше, чем для Ω -структур.

Перемещение ротора синхронной машины относительно центра инерции системы на интервале $(t_0 - t)$ и скорость этого движения определяются как:

$$\Delta\delta_{zk0}(t, t_0) = \delta_{zk}(t) - \delta_{zk}(t_0) - \frac{\sum_i J_i (\delta_{zi}(t) - \delta_{zi}(t_0))}{J_s}, \quad \Delta\Omega_{zk0}(t) = \Omega_{zk}(t) - \frac{\sum_i J_i \Omega_{zi}(t)}{J_s}. \quad (2)$$

Региональное относительное смещение s -ой подсистемы как целого $\Delta\delta_{s0}$ на интервале $(t_0 - t)$ и соответствующая относительная скорость $\Delta\Omega_{s0}$:

$$\Delta\delta_{s0}(t, t_0) = \frac{\sum_{i_s} J_i (\delta_{zi}(t) - \delta_{zi}(t_0))}{J_s} - \frac{\sum_i J_i (\delta_{zi}(t) - \delta_{zi}(t_0))}{J_s}, \quad \Delta\Omega_{s0}(t) = \frac{\sum_{i_s} J_i \Omega_{zi}(t)}{J_s} - \frac{\sum_i J_i \Omega_{zi}(t)}{J_s}. \quad (3)$$

Здесь i_s - множество узлов s -ой подсистемы, $J_s = \sum_{i_s} J_i$ - её суммарный момент инерции.

Локальное смещение синхронной машины $\Delta\delta_{zks}$ на интервале $(t_0 - t)$ относительно центра инерции подсистемы, в которую она входит, и локальная относительная скорость $\Delta\Omega_{zks}$:

$$\Delta\delta_{zks}(t, t_0) = \delta_{zk}(t) - \delta_{zk}(t_0) - \frac{\sum_{i_s} J_i (\delta_{zi}(t) - \delta_{zi}(t_0))}{J_s}, \Delta\Omega_{zks}(t) = \Omega_{zk}(t) - \frac{\sum_{i_s} J_i \Omega_{zi}(t)}{J_s}. \quad (4)$$

Отклонения $\Delta\delta_{s0}$ для смежных подсистем δ - колебательной структуры противоположны по знаку. То же можно сказать относительно отклонений $\Delta\Omega_{s0}$ для Ω - колебательной структуры. Соотношения (1 – 4), по сути, представляют угловые смещения и скорости в системах координат движущегося центра инерции системы и движущихся центров инерции подсистем (вместо общей оси отсчета).

В зависимости от способа образования интервала ($t_0 - t$) можно различать интервальную и интегральную схему выделения колебательной структуры как функции времени. Интервальная схема вычислений использует постоянную длину интервала ($t - t_0$). В этом случае изменение t сопровождается таким же изменением t_0 , длина интервала при этом остается неизменной (перемещающееся по оси времени неизменное по ширине окно идентификации колебательной структуры). К этому типу, естественно, относится алгоритм выделения Ω - структуры (для чего используется окно малой ширины). Интегральная схема использует постоянное значение времени t_0 , т.е. длина интервала идентификации колебательной структуры постоянно нарастает.

Изменения колебательной структуры во времени могут иметь различную глубину. Минимальные изменения структуры происходят при сохранении ядер подсистем. Более глубокое изменение связано с коррекцией ядер подсистем при сохранении топологии колебательной структуры. Соответственно, изменение топологии колебаний наиболее кардинально (например, изменение числа подсистем или переход от звездообразной структуры к цепочечной). *Наибольший интерес представляют структуры, сложившиеся в системе к моменту начала развития асинхронного хода.*

Структуры по относительным скоростям могут использоваться уже на начальных стадиях переходного процесса для исследований быстро развивающихся нарушений устойчивости. Структуры по относительным смещениям применимы и для анализа медленных процессов нарушения устойчивости.

Оценка динамической устойчивости проводится с учетом результатов выделения слабых сечений и разделяемых ими подсистем. В качестве метода оценки динамической устойчивости в этих условиях целесообразно использовать метод площадей для структурно организованного колебательного движения [2,3]. В классической постановке метод площадей используется для *оценки предельных по динамической устойчивости возмущений*. В рамках рассматриваемой задачи метод площадей должен, в первую очередь, *обеспечить идентификацию динамической неустойчивости движения системы при данном возмущении*. Это означает, что при движении системы по её траектории необходимо определить момент времени, после которого *свободный (т.е. в свободном движении) возврат* системы в *существующее* (и уже пройденное) положение устойчивого равновесия *физически невозможен*. Если удастся выявить описанную ситуацию, то фиксируется *неизбежное последующее* нарушение динамической устойчивости *свободного движения*. И, напротив, если такая *невозможность возврата* в положение устойчивого равновесия *не выявлена*, то фиксируется факт устойчивого свободного движения на *данном участке* траектории. Алгоритмы идентификации неустойчивости могут быть *встроены* в процедуру численного интегрирования уравнений движения системы.

При применении метода площадей для структурно организованного движения необходимо рассчитывать работу по перемещению подсистем на траектории движения. Для анализа устойчивости эти работы должны подсчитываться при относительных перемещениях в системе. В качестве общего движения, относительно которого и определяются все перемещения, удобно выбрать движение центра инерции системы. В этом случае энергетические соотношения, характеризующие движение, имеют наиболее простой вид.

Уравнение движения i - ой синхронной машины относительно центра инерции системы имеет вид:

$$J_i \frac{d\Delta\Omega_{i0}(t)}{dt} = \Delta M_i - \frac{J_i}{J_s} \Delta M_s = \Delta M_{i0}. \quad (5)$$

Здесь: $\Delta M_{\Sigma} = \sum_i \Delta M_i$ - суммарный избыточный момент на валах машин в системе, ΔM_i - избыточный момент на валу i -ой синхронной машины. Величина ΔM_{i0} - избыточный момент, действующий на i -ую машину в её относительном движении около центра инерции системы (относительный избыточный момент синхронной машины). В любой момент времени справедливо соотношение для суммарного импульса относительных движений:

$$\sum_i J_i \Delta \Omega_{i0}(t) = 0. \quad (6)$$

Суммирование относительных избыточных моментов синхронных машин, входящих в одну, например s -ую подсистему:

$$\Delta M_{s0} = \sum_{i_s} \Delta M_i - \frac{\sum_{i_s} J_i}{J_s} \Delta M_{\Sigma} = \Delta M_s - \frac{J_s}{J_{\Sigma}} \Delta M_{\Sigma}, \quad (7)$$

($\Delta M_s = \sum_{i_s} \Delta M_i$ - суммарный избыточный момент в подсистеме) определяет избыточный момент ΔM_{s0} , действующий на s -ую подсистему в её относительном движении около центра инерции системы (относительный избыточный момент подсистемы). Уравнение относительного движения s -ой подсистемы как целого имеет вид [2]:

$$J_s \frac{d\Delta \Omega_{s0}(t)}{dt} = \Delta M_s - \frac{J_s}{J_{\Sigma}} \Delta M_{\Sigma} = \Delta M_{s0}. \quad (8)$$

Для подсистем выполняется закон сохранения суммарного импульса, аналогичный (6) [2].

Кинетическая энергия системы $K(t)$ в момент времени t равна кинетической энергии в стационарном режиме K_0 плюс добавка кинетической энергии $\Delta K(t)$, произошедшая на интервале переходного процесса ($0 - t$), т.е. $K(t) = K_0 + \Delta K(t)$. Добавка кинетической энергии системы $\Delta K(t)$ складывается из вкладов отдельных синхронных машин $\Delta K_i(t)$: $\Delta K(t) = \sum_i \Delta K_i(t)$. При суммировании получим [2]:

$$K(t) = K_0 + \Delta K(t) = K_0 + \Omega_0 J_{\Sigma} \Delta \Omega_0(t) + J_{\Sigma} \frac{\Delta \Omega_0^2(t)}{2} + \sum_s J_s \frac{\Delta \Omega_{s0}^2(t)}{2} + \sum_s \sum_{i_s} J_i \frac{\Delta \Omega_{i0}^2(t)}{2}. \quad (9)$$

Здесь: $\Delta \Omega_0(t)$ - отклонение скорости перемещения центра инерции системы в момент t от исходной частоты стационарного режима Ω_0 (высший уровень иерархии движения).

Сумма первых трех слагаемых

$$K_0 + \Omega_0 J_{\Sigma} \Delta \Omega_0(t) + J_{\Sigma} \frac{\Delta \Omega_0^2(t)}{2} \quad (10)$$

представляет собой кинетическую энергию поступательного движения системы, остальная часть [2]

$$\sum_s J_s \frac{\Delta \Omega_{s0}^2(t)}{2} + \sum_s \sum_{i_s} J_i \frac{\Delta \Omega_{i0}^2(t)}{2} \quad (11)$$

это кинетическая энергия колебаний (равная нулю при синхронном движении машин), состоящая из кинетической энергии синхронных (региональных) колебаний подсистем и кинетической энергии локальных колебаний в подсистемах (т.е. (11) дает покомпонентное разложение кинетической энергии колебаний). Из (8) следует, что изменение кинетической энергии колебаний подсистемы как целого равно работе относительного момента подсистемы на её перемещении относительно центра инерции системы [2]

$$\int_{t_0}^t d \left(J_s \frac{\Delta \Omega_{s0}^2}{2} \right) = \int_{\Delta \delta_{s0}(t_0)}^{\Delta \delta_{s0}(t)} \Delta M_{s0} d(\Delta \delta_{s0}), \quad (12)$$

где дифференциал перемещения равен $d(\Delta\delta_{s0}) = \Delta\Omega_{s0}(t)dt$.

Соотношения для определения кинетической энергии региональных движений и её полной производной по времени для колебательной структуры $S(t)$ имеют вид:

$$K_{pez}(S(t)) = \sum_{s(t)} J_s \frac{\Delta\Omega_{s0}^2(t)}{2}, \quad (13)$$

$$\frac{dK_{pez}}{dt}(S(t)) = \sum_{s(t)} \Delta M_{s0} \Delta\Omega_{s0}. \quad (14)$$

Из них видно, что определение региональных характеристик переходного процесса в условиях переменной колебательной структуры сводится к простому пересчету относительных скоростей и моментов для подсистем, при котором используются результаты численного интегрирования уравнений движения системы. Соотношения (3,7,13,14) можно интерпретировать как способ осмысления скоростных, силовых и энергетических характеристик переходного процесса на всем его протяжении в контексте структуры, сложившейся к моменту времени t .

В общем случае число подсистем колебательной структуры может превышать двойку. Особенностью колебательных структур движения, является их малая размерность и топологическая простота. Число подсистем колебательной структуры обычно лежит в диапазоне 2 – 5 и они формируют цепочечную или цепочечную с ответвлениями структуру. Теоретически возможно образование кольцевой структуры с четным числом подсистем в кольце. Благодаря малой размерности и топологической простоте колебательных структур разбить систему любой сложности на две связанные части не представляет труда. Таких разбиений, в общем случае, несколько. Варианты таких разбиений в [2,3] названы возможными структурами неустойчивости, так как они определяют возможные сечения для развития простейшего (двухчастотного) асинхронного хода в системе. Возможные структуры неустойчивости – это варианты слияния подсистем колебательной структуры в две группы: 1 и 2, взаимодействующие между собой по тому или иному сечению, делящему систему на две части. В качестве сечений выступают межсистемные связи между подсистемами колебательной структуры для не кольцевых структур и пары связей внутри кольцевых образований. Подсистемы каждой группы образуют связную подструктуру колебательной структуры.

Физической причиной нарушения устойчивости в переходном процессе является недостаточность ресурсов по торможению расходящихся объектов (подсистем). Применительно к случаю структурно организованного движения это, в частности, означает, что кинетическая энергия регионального движения чрезмерно велика и синхронизирующие моменты своей работой не в состоянии остановить разбегающиеся подсистемы. Используя представление об объекте, движущемся в потенциальной яме, можно сказать, что нарушение устойчивости связано с выходом этого объекта на гребень потенциальной функции, за которым лежит уже другая потенциальная яма, с другим положением равновесия (если оно существует).

Идентификация нарушения динамической устойчивости свободного движения подсистем колебательной структуры может производиться на основе вычисления полной

производной по времени от кинетической энергии регионального движения $\frac{dK_{pez}}{dt}$. На

восходящих участках траектории (при удалении подсистем от центра инерции системы) эта производная отрицательна до момента остановки подсистем или, при её отсутствии, до момента исчерпания ресурсов по работе торможения их относительного движения. Если производная становится положительной, а знаки отклонений скоростей неизменны, то перехода на нисходящую траекторию (ведущую к центру инерции системы) нет, движение продолжается по восходящей траектории и неустойчиво.

Особенно простые соотношения для структурно организованного движения возникают при числе подсистем, равном двум (для возможных структур неустойчивости) [3]. Эти соотношения собственно и составляют содержание метода площадей для этого случая.

$$J_1 \frac{d(\Delta\Omega_{10})}{dt} = \Delta M_1 - \frac{J_1}{J_1 + J_2} (\Delta M_1 + \Delta M_2) = \Delta M_{10}, \quad (15)$$

$$J_2 \frac{d(\Delta\Omega_{20})}{dt} = \Delta M_2 - \frac{J_2}{J_1 + J_2} (\Delta M_1 + \Delta M_2) = \Delta M_{20}, \quad (16)$$

$$K_{pez} = J_1 \frac{\Delta\Omega_{10}^2}{2} + J_2 \frac{\Delta\Omega_{20}^2}{2}, \quad (17)$$

$$\frac{dK_{pez}}{dt} = \Delta M_{10} \Delta\Omega_{10} + \Delta M_{20} \Delta\Omega_{20}, \quad (18)$$

$$\Delta M_{10} + \Delta M_{20} = 0, \quad (19)$$

$$\int_{t_0}^t dK_{pez} = \int_{t_0}^t \Delta M_{10} \Delta\Omega_{10} dt + \int_{t_0}^t \Delta M_{20} \Delta\Omega_{20} dt = \int_{\Delta\delta_{12}(t_0)}^{\Delta\delta_{12}(t)} \Delta M_{10} d(\Delta\delta_{12}), \quad (20)$$

$$d(\Delta\delta_{12}) = (\Delta\Omega_{10} - \Delta\Omega_{20}) dt = \Delta\Omega_{12} dt, \quad (21)$$

$$J_1 \Delta\Omega_{10} + J_2 \Delta\Omega_{20} = 0. \quad (22)$$

Из (22) следует, что знаки отклонений скоростей всегда противоположны, и более того, отношение отклонений скоростей постоянно (т.е. они пропорциональны). Из (19) видно, что избыточные моменты относительного движения подсистем равны по модулю и противоположны по знаку. В этом случае слагаемые в правой части (18) всегда будут иметь одинаковые знаки и, если знак одного из них в какой то момент времени изменился, то знак второго в этот же момент времени и знак производной $\frac{dK_{pez}}{dt}$ также изменятся на противоположные. Соотношения (20) и (21) определяют возможность расчета изменения региональной составляющей кинетической энергии через работу при взаимном перемещении центров инерции подсистем.

Таким образом, при разбиении системы на две подсистемы, если величина $\frac{dK_{pez}}{dt}$ на некотором интервале времени положительна, то обе эти подсистемы с возрастающими скоростями движутся относительно центра инерции системы в противоположных направлениях. И, наоборот, при отрицательном значении $\frac{dK_{pez}}{dt}$ на некотором интервале времени, обе подсистемы снижают скорости движения относительно центра инерции системы (подсистемы синхронизируются с центром инерции).

Исходя из этого, можно использовать следующий способ идентификации неустойчивости в любом цикле качаний на действительной траектории движения.

1. Проводится интегрирование уравнений движения системы при рассматриваемом возмущении (т.е. определяется действительная траектория движения, удовлетворяющая уравнениям движения). Выделяется колебательная структура, исследуемая на устойчивость регионального движения, и формируется набор возможных структур неустойчивости.
2. Для каждого из вариантов структур неустойчивости выполняются следующие расчеты:
 - Определяются скорость перемещения центра инерции системы и центров инерции подсистем. Рассчитываются относительные скорости $\Delta\Omega_{10}$, $\Delta\Omega_{20}$ и моменты ΔM_{10} , ΔM_{20} .
 - Определяются кинетическая энергия регионального движения подсистем и её производная по времени.
 - Анализируется изменения знаков величин $\Delta\Omega_{10}$, $\Delta\Omega_{20}$, ΔM_{10} , ΔM_{20} , $\frac{dK_{pez}}{dt}$.

- Если на траектории движения в некоторый момент времени *отрицательная* величина $\frac{dK_{pez}}{dt}$ сменяется на *положительную* при неизменности знаков $\Delta\Omega_{10}$, $\Delta\Omega_{20}$, то идентифицируется нарушение динамической устойчивости взаимного движения подсистем 1 и 2 в этот момент времени (момент исчерпания ресурса по торможению подсистем). Определяется кинетическая энергия K_{pez} в момент нарушения устойчивости (непогашенный избыток кинетической энергии).
- Если $\frac{dK_{pez}}{dt}$ не принимает отрицательного значения на всем протяжении рассматриваемой траектории, то к концу интервала интегрирования фиксируется нарушение устойчивости, связанное с отсутствием послеаварийного режима (траектория движения – это спуск в потенциальную яму без дна).

При идентификации неустойчивости по нескольким возможным структурам неустойчивости колебательной структуры можно делать вывод о развитии в системе многочастотного асинхронного хода.

Величина непогашенного избытка кинетической энергии регионального движения двух подсистем структуры неустойчивости (может быть, увеличенная на добавку *запаса*) определяет исходные условия для выбора противоаварийного управления, обеспечивающего устойчивый динамический переход к послеаварийному режиму.

Так как на восходящей траектории можно вычислить электромагнитную мощность и мощности турбин подсистем в аварийном и послеаварийном режиме, то результаты расчетов можно представить в форме характеристик мощности. Это дает возможность интерпретации восходящей траектории как траектории утяжеления режима системы, заданной развивающимся переходным процессом в рассматриваемой аварийной ситуации.

Общая структура алгоритма оценки динамической устойчивости энергосистем для заданных схемно-режимных условий и месте возмущения представляется следующим образом. Для сформированных схемно-режимных условий вводится возмущение и управляющие воздействия по условию обеспечения нормированного запаса в послеаварийном режиме. При этом учитывается дискретность ввода найденных управляющих воздействий по шкале времени начиная с момента фиксации факта аварийного события соответствующим пусковым органом противоаварийной автоматики. Далее посредством вышеописанных подходов производится поиск возможных сечений нарушения динамической устойчивости и идентификация характера переходного процесса по выявленным сечениям методом площадей. В случае идентификации неустойчивого переходного процесса необходима коррекция выбранных управляющих воздействий.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ устойчивости сложных энергосистем можно проводить качественными методами, основанными на основных физических законах: сохранения энергии и импульса. Примером такого подхода служит метод площадей, обычно используемый для простых схем. Возможность применения сходных алгоритмов для сложных энергосистем связана с упрощением описания колебательных движений в них на основе понятия структурно организованного движения.

Для разбиения на подсистемы могут использоваться колебательные структуры, формирующиеся в переходном процессе. Простая топология колебательной структуры позволяет свести рассмотрение устойчивости движения к ряду задач устойчивости для двухмашинных схем, являющихся представлениями возможных структур неустойчивости данной колебательной структуры.

Выбор структуры неустойчивости из этого ряда, для которой выполняются признаки нарушения устойчивости, позволяет определить сечение асинхронного хода. В случае идентификации неустойчивости по нескольким возможным структурам неустойчивости колебательной структуры можно говорить о развитии многочастотного асинхронного хода.

Описанные алгоритмы оценки применимы для анализа устойчивости на любом цикле качаний. В них используются все понятия классического метода площадей: работы (площади) ускорения и торможения, характеристики мощности в аварийном и послеаварийном режиме.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Аржанников С.Г., Вторушин А.С., Захаркин О.В., Ландман А.К., Петров А.Э., Попова Е.Ю. Алгоритмическое обеспечение ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири и перспективы его развития. Известия НТЦ единой энергетической системы. -2013. №1(68). –С. 91 – 98.
- [2] Лизалек Н.Н., Ладнова А.Н., Тонышев В.Ф., Данилов М.В., Мочалин К.С. Структура электромеханических колебаний и устойчивость энергосистем. Электричество. – 2011. – №6. – С. 11 – 19.
- [3] Лизалек Н.Н., Ладнова А.Н., Тонышев В.Ф., Попова Е.Ю., Вторушин А.С. Оценка динамической устойчивости энергосистем на основе метода площадей. Изв. АН Энергетика. – 2013. - №1. – С. 139-152.
- [4] Лисицын А.А., Эдлин М.А. Алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости. Известия НТЦ единой энергетической системы. -2013. №1(68). –С. 41 – 47.



С.2.1-4. Комплексный подход к решению задачи сохранения динамической устойчивости в энергосистеме

Н.С. Стручкова, А.Н. Федосов, О.В. Ким, Б.А. Осак
ЗАО «Институт Автоматизации Энергетических Систем»
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
Россия
sns@iaes.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Противоаварийная автоматика, динамическая устойчивость, ускорение устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ), фиксация тяжести короткого замыкания (ФТКЗ).

1 ВВЕДЕНИЕ

Непрерывный рост энергопотребления является причиной развития энергетической системы, в связи с этим повышаются требования к качеству выдачи электроэнергии, и как следствие к сохранению динамической устойчивости. Применение устройств автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), несомненно, дает большой экономический эффект в электроэнергетике. Поэтому в настоящее время уделяется большое внимание развитию технологий в автоматизации управления режимами. Одной из важнейших задач является сохранение динамической устойчивости.

В соответствии с установленными требованиями «Методических указаний по устойчивости энергосистем» [1] необходимо сохранить динамическую устойчивость объектов энергосистемы при указанных расчетных возмущениях III группы в полной схеме. Для станций с РУ 110-220 кВ возмущением III группы задаются близкие к шинам трёхфазные КЗ с действием УРОВ [1]. Условия трёхфазного КЗ вблизи шин и пренебрежение активной составляющей шунта КЗ за счет горения дуги, приводят к полному отсутствию момента сопротивления на валу генератора, что не отражает реальной характеристики аварии. Учет активного шунта КЗ, значительно облегчил бы условие сохранения динамической устойчивости и позволил бы более эффективно и точно применять управляющие воздействия (УВ).

Для доказательства выше сказанного приведем картину влияния сопротивления дуги на условия сохранения устойчивости (рис.1 и 2) на примере Абаканской ТЭЦ при КЗ на шинах 220 кВ: черный – генератор №4, синий – генератор №3, красный – генератор №2, зеленый – генератор №1. III группа возмущений – «близкое» трехфазное КЗ к шинам станции с отказом выключателя, время УРОВ 0,3 секунды.

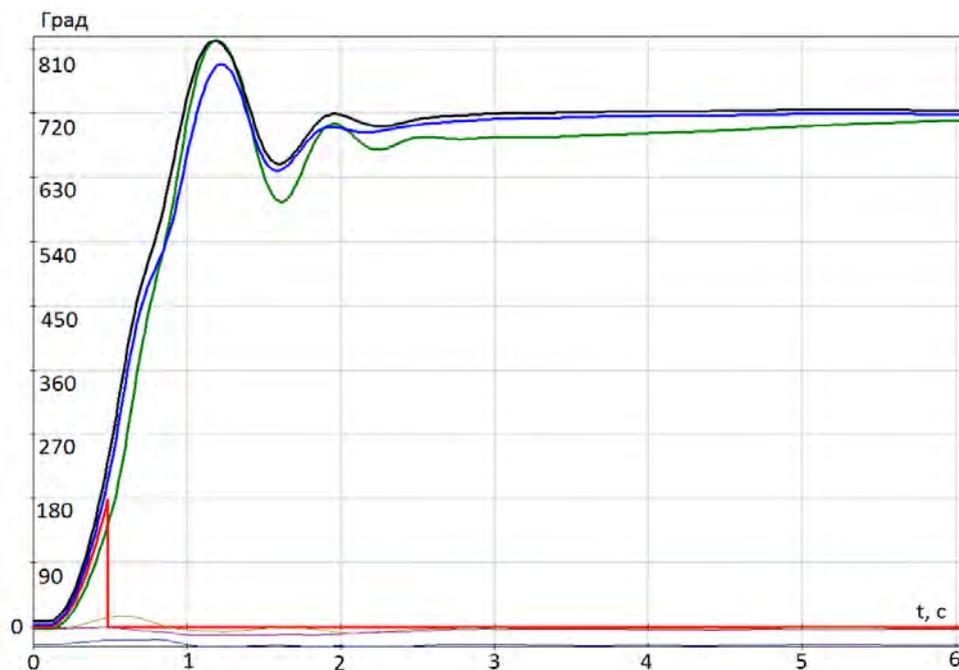


Рис. 1: Углы роторов генераторов без учета активного переходного сопротивления (сопротивления дуги) в месте КЗ (нарушение устойчивости всех генераторов).

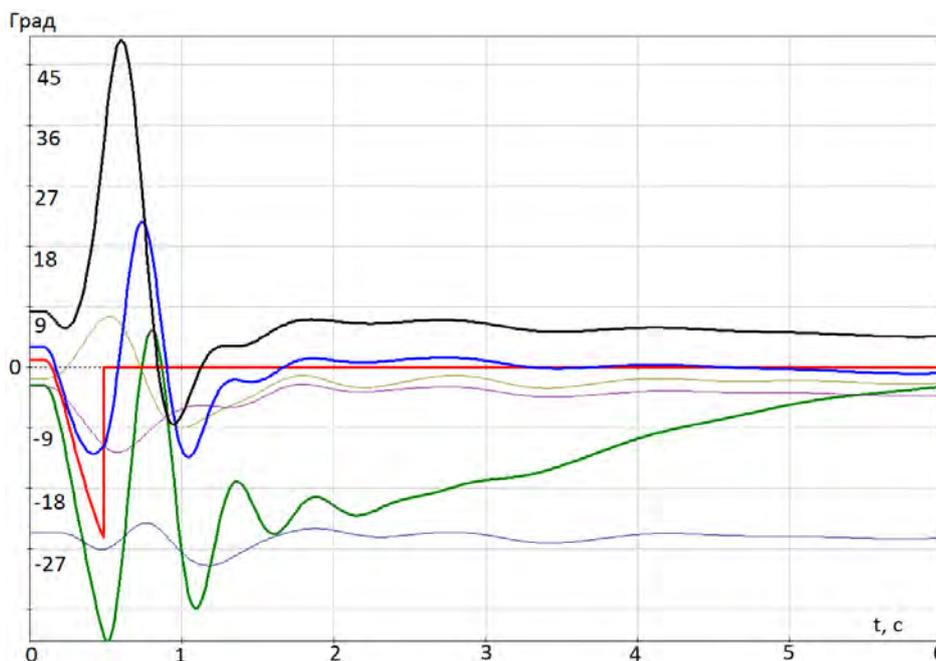


Рис. 2: Углы роторов генераторов при сопротивлении дуги равном 1,5 Ом (устойчивая работа всех генераторов).

Как видим из приведенных расчетов, даже малое значение активной составляющей дуги приводит к значительным положительным результатам в вопросе сохранения динамической устойчивости.

В связи с этим с помощью творческого подхода и инновационного взгляда на решения поставленной задачи специалистами ЗАО «ИАЭС», ИСЭМ СО РАН, ОАО «СО ЕЭС» разработан новый принцип работы основной подсистемы АПНУ – автоматики разгрузки при коротких замыканиях (АРКЗ), позволяющий сохранить динамическую устойчивость с наименьшими потерями для энергосистемы, а также новые подходы в области УВ.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Ускорение устройства резервирования отказа выключателя (У-УРОВ)

Рассмотрим условия сохранения устойчивости на примере существующих объектов энергосистемы. На рис.3 представлена упрощенная схема выдачи мощности Берёзовской ГРЭС.

На рис.4 временная диаграмма, на которой показаны составляющие времени ликвидации затяжного короткого замыкания вблизи шин Берёзовской ГРЭС.

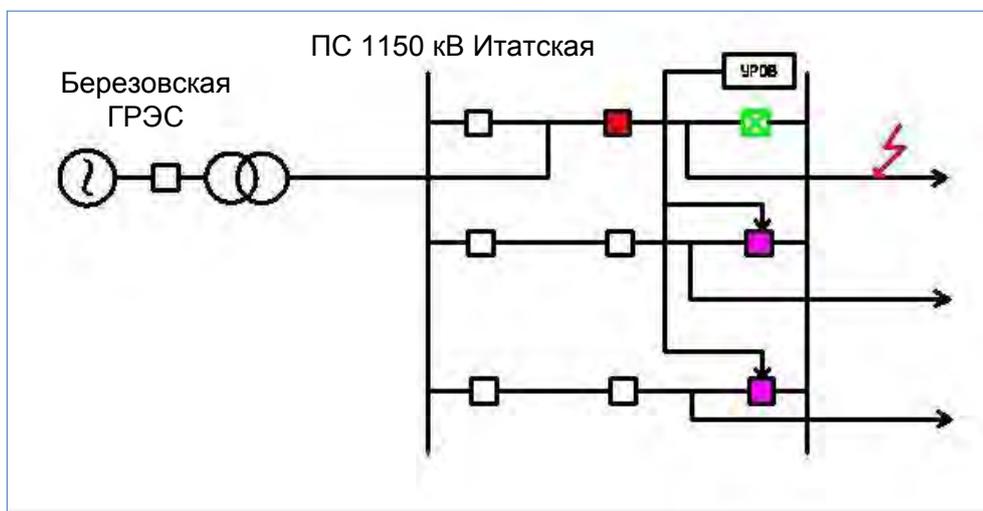


Рис. 3: Упрощенная схема выдачи мощности Берёзовской ГРЭС.

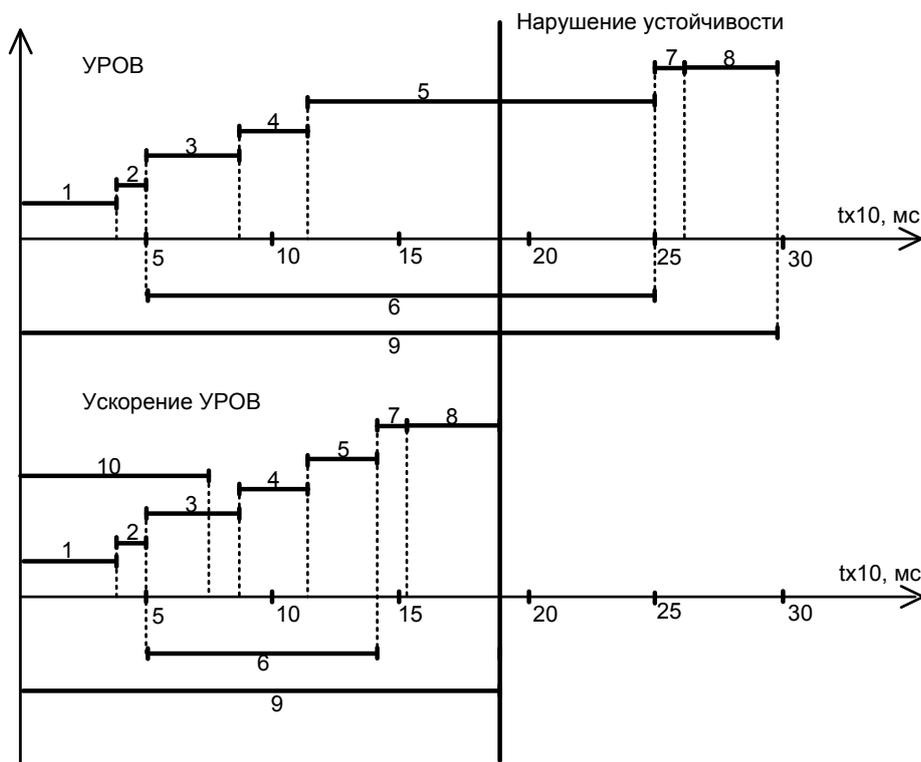


Рис. 4: Временная диаграмма ликвидации затяжного КЗ вблизи шин Берёзовской ГРЭС.

1 – время срабатывания РЗ, 2 – задержка сигнала «Пуск УРОВ» («антидребезг»), 3 – время отключения выключателя, 4 – возврат токовых органов УРОВ, 5 – время запаса УРОВ, 6 – выдержка времени УРОВ, 7 – время срабатывания выходных реле защит смежных присоединений, 8 – время отключения

выключателя смежных присоединений, 9 – время ликвидации КЗ, 10 – разрешение сигнала «У-УРОВ» (с учетом времени «антидребезга»).

Как видно из временной диаграммы при времени ликвидации затяжного КЗ более 0,19 с (следствие отказа отключения выключателя) нарушается динамическая устойчивость станции относительно энергосистемы. Для ее сохранения в данном случае необходимо применить управляющее воздействие – отключение двух из трёх генераторов. Во избежание этого «нежелательного, негативного» управляющего воздействия необходимо снизить время ликвидации аварии. Это возможно осуществить снижением выдержки времени УРОВ, то есть ускорить его действие. Для обеспечения сохранения динамической устойчивости выдержка времени УРОВ должна быть порядка 0,09 с.

Ускорением действия УРОВ (У-УРОВ) может являться снижение выдержки стандартного алгоритма УРОВ. Пуск У-УРОВ осуществляется от защит, действующих на отключение выключателя, неисправность которого определяется по наличию тока через этот выключатель, т.е. аналогично штатному УРОВ. Рассчитаем время выдержки УРОВ, рассмотрим факторы, которые влияют на него, а затем проанализируем допустимость ускорения действия устройства.

В соответствии с «Руководящими указаниями по релейной защите. Устройство резервирования при отказе выключателей 35-500 кВ» [2]:

$$t_{уров} = t_{откл.в.} + t_{возвр.уст.} + t_{погр.} + t_{зап.}, \quad (1)$$

$t_{уров}$ – время выдержки УРОВ,
 $t_{откл.в.}$ – время отключения выключателя,
 $t_{возвр.уст.}$ – время возврата устройства (реле РЗ, пускающей УРОВ или реле контроля тока через выключатель УРОВ),
 $t_{погр.}$ – время погрешности реле времени УРОВ, разброс времени реле,
 $t_{зап.}$ – время запаса.

Одним из основных критериев расчета выдержки времени является вид выключателя присоединения и базы устройств РЗА.

Рассмотрим случай оснащения объекта энергосистемы воздушным выключателем типа ВВД-220, комплектом ступенчатых защит и УРОВ, выполненных на электромеханической базе с использованием реле времени УРОВ типа ЭВ- 238.

Время выдержки УРОВ при этом составит порядка 0,7 с и рассчитывается следующим образом:

$$t_{уров} = 0,08 + 0,26 + 0,25 + 0,1 = 0,7 \text{ с.}$$

Во многом критерии выбора выдержки времени УРОВ не изменились до сих пор, несмотря на исключение реле времени как отдельного устройства со своими погрешностями и изменения характеристик отключения современных выключателей.

Рассмотрим случай наличия на объекте энергосистемы современного элегазового выключателя ВЭБ-220 и современного микропроцессорного комплекта защит, совмещенного с устройством АУВ, где реализуется функция УРОВ.

Основной проблемой при задании выдержки времени УРОВ в устройствах на электромеханической базе была погрешность реле времени и время возврата этого реле. При применении современного оборудования и устройств РЗА, из формулы (1) можно исключить $t_{погр.}$, уменьшить $t_{возвр.уст.}$, но целесообразно включить время программного цикла расчета $t_{ц}$. Это время обусловлено различной логикой описания программного обеспечения. Для унификации подхода принимаем $t_{ц}$ равное 10 мс.

Возможным исключением $t_{погр.}$ и $t_{возвр.уст.}$ стало применение в современных устройствах РЗА операционных систем «жесткого реального времени», что обеспечивает однозначность длительности цикла расчета и конечно последовательное выполнение логических операций в одном устройстве на одном цикле расчета.

$$t_{уров} = t_{откл.в.} + t_{возвр.уст.} + 3t_{ц.} + t_{зап.}, \quad (2)$$
$$t_{уров} = 0,04 + 0,03 + 0,03 + 0,1 = 0,2 \text{ с.}$$

Применение современных устройств позволяет снизить время выдержки УРОВ в два раза, и тем самым позволяет улучшить условия сохранения динамической устойчивости станции. Даже столь малое время не позволяет сохранить динамическую устойчивость, и требуется еще большее снижение выдержки времени УРОВ до 0,1 с, для этого из формулы (2) можно исключить большое время запаса. Однако при таком минимальном значении выдержки времени УРОВ (при граничном условии) возможна излишняя работа УРОВ с отключением неповрежденных присоединений, и как следствие развитие аварийной ситуации, поэтому на УРОВ возлагаются жесткие требования точной и надежной работы. Таким образом, для обеспечения правильной работы ускорения действия УРОВ (У-УРОВ) требуется дополнительно контролируемый параметр, который оценивает опасность возмущения и разрешает работу У-УРОВ в ситуациях угрожающих потерей динамической устойчивости, а также в зависимости от тяжести повреждения определяет допустимое время его отключения. На рис.5 представлена функциональная схема работы У-УРОВ с разрешающим сигналом.

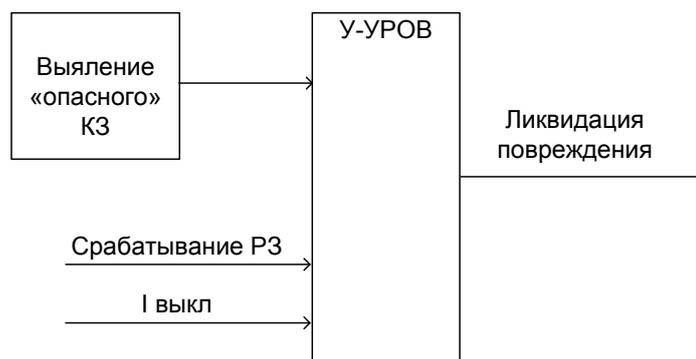


Рис.5: Функциональная схема алгоритма У-УРОВ.

Допустимое время существования повреждения определяет новое ФТКЗ. В этом случае новое ФТКЗ может динамически менять уставку У-УРОВ в сторону увеличения от ее минимальной величины.

Ускорение фиксации тяжести короткого замыкания (ФТКЗ)

Автоматика ФТКЗ основана на принципе работы Автоматики Разгрузки при Затяжных Коротких Замыканиях (АРЗКЗ). ФТКЗ фиксирует сброс активной мощности и поврежденное присоединение. Сброс активной мощности станции определяется по разнице активной мощности в доаварийном режиме и аварийном режиме, то есть в момент короткого замыкания. Надо обратить внимание, что речь идет о сбросе выдаваемой именно активной мощности, которая определяет тормозящий момент на валу генератора. Сопротивления генераторов, трансформаторов, линий носят в основном индуктивный характер, поэтому единственную нагрузку на валу составляют активные сопротивления генераторов, трансформаторов, линий и дуги в месте замыкания. Важно отметить, что активные сопротивления дуги как правило, составляют единицы Ом и увеличиваются с ростом номинального напряжения линии из-за увеличения размеров изоляции. Следовательно, для линий высокого класса напряжения сопротивление дуги в месте замыкания улучшают условия сохранения динамической устойчивости, увеличивая допустимое время существования повреждения в сравнении с ситуацией металлического короткого замыкания, вероятность которого очень низка в отличие от случаев замыкания через дугу. При этом фиксация сброса активной мощности устройством ФТКЗ позволяет опосредованно учесть целый ряд факторов влияющих на динамическую устойчивость: вид КЗ, место КЗ, топологию сети, переходное сопротивление дуги.

ФТКЗ нынешней разработки (например, на Богучанской ГЭС) при срабатывании ступени по тяжести КЗ отключает заранее заданное количество генераторов, следуя методическим указаниям по расчету динамической устойчивости. К сожалению, при проведении расчетов технологи определяют объем отключаемых генераторов исходя из средней загрузки агрегатов, что чаще всего далеко от истины. Это значит, что при КЗ ФТКЗ отключит 2 генератора, хотя одного было бы достаточно по причине загрузки генераторов

выше средней. То есть перерегулирование на лицо. При этом за отключением генераторов следует реализация балансирующих управляющих воздействий – отключение нагрузки от АПНУ во избежание недопустимого наброса мощности на смежные электропередачи.

Разрабатываемое ЗАО «ИАЭС» устройство ФТКЗ по принципу своей работы имеет новый подход к решению задачи сохранения динамической устойчивости. По полученным текущим замерам тока генераторов станции и текущему состоянию сети ФТКЗ определяет доаварийную моментно-угловую характеристику, семейство моментно-угловых характеристик станции при коротком замыкании при разных величинах сброса активной мощности, и моментно-угловые характеристики станции после отключения поврежденного присоединения для конкретной послеаварийной схемы сети. Зная аварийную (для каждого возможного сброса мощности, задаваемого дискретным шагом), послеаварийную моментно-угловые характеристики, мощность турбины эквивалентного генератора станции и текущий угол дельта для предполагаемого поврежденного элемента и возможного сброса мощности можно определить:

- допустимое время существования повреждения без управляющих воздействий (из равенства площадок ускорения и торможения);
- моменты времени, в которых происходит дополнительное управляющее воздействие при затяжных КЗ.

Под дополнительным управляющим воздействием понимается: форсировка возбуждения, отключение генераторов, отключение шунтирующих реакторов на шинах станции и прочее, что увеличивает тормозящий момент на валу ротора.

Рассмотрим работу нового ФТКЗ на примере управляющего воздействия как отключение генератора при затянутых КЗ (рис.6). В момент короткого замыкания мощность, выдаваемая станцией, падает до величины $P_{кз}$. Ротор эквивалентного генератора станции начинает ускоряться и угол δ начинает расти. Если повреждение будет отключено до того момента, когда угол δ достигнет предельной величины $\delta_{пр}$, устойчивость будет сохранена, так как площадка торможения S_T равна площадке ускорения S_U . В случае затяжного короткого замыкания (угол отключения δ_i) площадка торможения становится меньше площадки ускорения (рис.6).

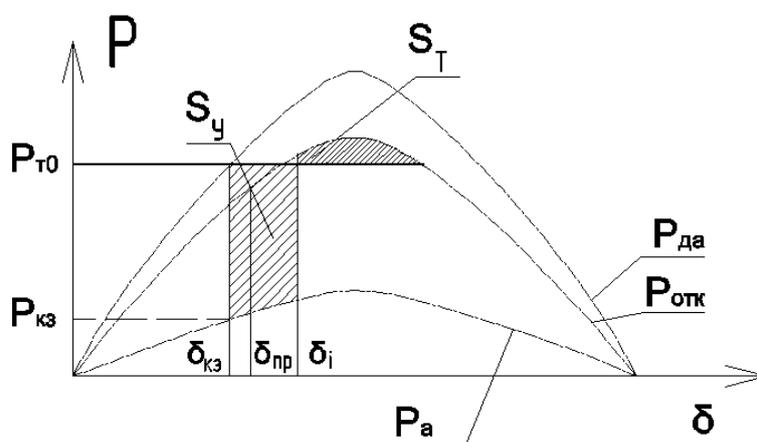


Рис.6: Моментно-угловые характеристики передаваемой мощности станции в доаварийном, аварийном и послеаварийном режимах.

$P_{да}$ – моментно-угловая характеристика станции доаварийная; $P_{а}$ – моментно-угловая характеристика станции аварийная; $P_{отк}$ – моментно-угловая характеристика станции послеаварийная; $P_{т0}$ – мощность турбины в доаварийном режиме; $P_{кз}$ – мощность, выдаваемая станцией при коротком замыкании.

В данной ситуации при отключении повреждения при угле δ_i потребуется отключение генерируемой мощности. Под этим подразумевается поочередное отключение генераторов начиная с самого загруженного, так как у него наибольшая вероятность выпадения из синхронизма при затяжных КЗ.

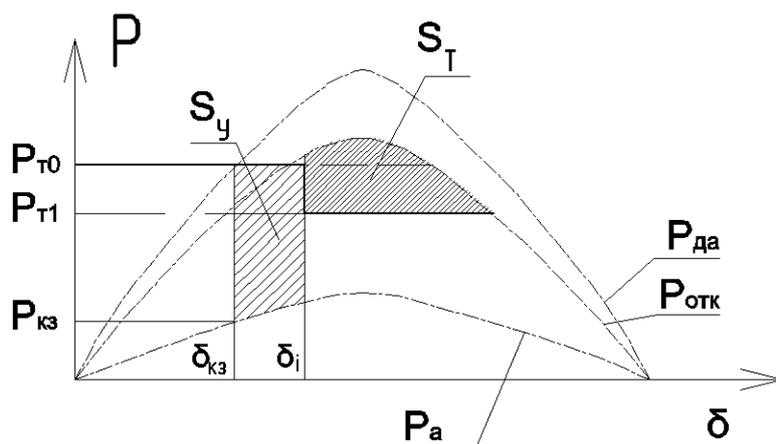


Рис.7: Изменение площадей торможения и ускорения за счет отключения генератора.

Рис.7 отображает, как отключение наиболее загруженного генератора улучшает условия сохранения динамической устойчивости увеличением площадки торможения за счет снижения мощности турбины от P_{T0} до P_{T1} .

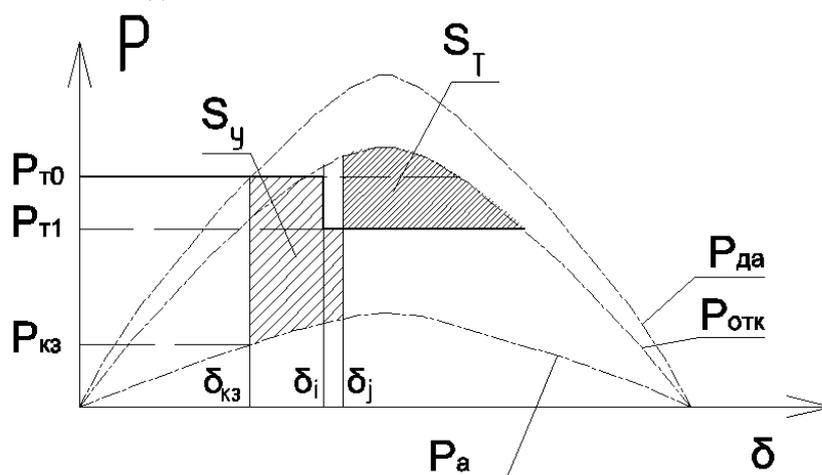


Рис.8: Допустимый угол отключения повреждения после первого ОГ.

На рис.8 изображен момент во времени существования КЗ, когда площадки ускорения и торможения снова сравнялись. При дальнейшем существовании повреждения ФТКЗ выдает команду при угле δ_j на очередное ОГ для сохранения динамической устойчивости, увеличивая площадку торможения, как отображено на рис.9. Мощность турбины снизилась до P_{T2} .

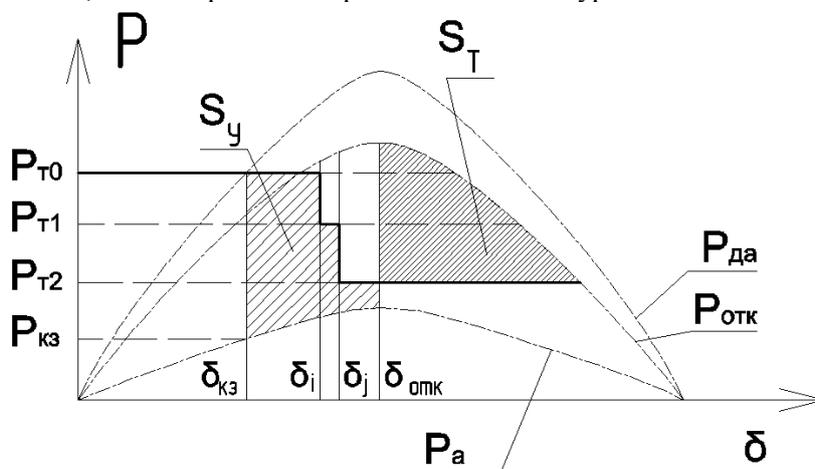


Рис.9: Фактический угол отключения повреждения после двух ОГ.

Отключение повреждения через время работы УРОВ 0,3 с при угле дотк позволяет сохранить динамическую устойчивость, оставшихся в работе генераторов станции (рис.9).

При расчете уставок нового ФТКЗ повреждение предполагаемого элемента, отключение генераторов происходят виртуально и учитываются математически, исходя из текущих замеров токов генераторов и состояния сети. Определение аварийной ситуации осуществляется специализированными пусковыми органами. Таблица с уставками нового ФТКЗ периодически обновляется при изменении загрузки генераторов или схемы сети (рис.10).

$\Delta P \downarrow$	УВ					Суммарное количество отключенных ГГ
10%	-	-	-	...	-	0 ГГ
15%	-	-	-	...	ГГ№3	1 ГГ
...	-	-	-
95%	-	ГГ№2	ГГ№5	...	ГГ№7	4 ГГ
99%	-	ГГ№5	ГГ№2	...	ГГ№7	5 ГГ
$\Delta t \rightarrow$	60	70	80	...	310	

Рис.10: Таблица уставок ФТКЗ.

У-УРОВ и ФТКЗ во взаимодействии дают положительный эффект в вопросе повышения эффективности предотвращения нарушения динамической устойчивости электростанций при близких и затянувшихся КЗ на станциях и прилежащих присоединениях. Это результат комплексного подхода в решении задачи динамической устойчивости, который позволяет: во-первых – быстро устранить причину аварийного сброса мощности, во-вторых – смягчить последствия этого возмущения и минимизировать применение более тяжелых УВ для послеаварийной схемы, и в-третьих – повысить эффективность работы штатного УРОВ.

Функции ФТКЗ и У-УРОВ, описанные в статье, могут быть реализованы на базе устройств КПА-М производства ЗАО «ИАЭС» в следующих вариантах:

- ФТКЗ и У-УРОВ в одном шкафу, что способствует уменьшению суммарного времени ликвидации повреждения при воздействии напрямую на выключатели смежного присоединения;
- установка ФТКЗ на уже существующих объектах с преобразованием алгоритма штатного УРОВ. Таким образом, организуется новый комплексный подход к выполнению поставленной задачи.

Совместная работа ФТКЗ и У-УРОВ существующей разработки уже успешно реализована на Харанорской ГРЭС, Богучанской ГЭС, Саяно-Шушенской ГЭС, Абаканской ТЭЦ, Березовской ГРЭС, что позволило обеспечить выдачу мощностей станций без ограничений при решенной задаче сохранения динамической устойчивости.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из вышеизложенного необходима установка автоматики действующей на ускорение ликвидации КЗ опережающей действие УРОВ (в данных условиях ОГ мало эффективно так как при трехфазном металлическом КЗ снимается полностью момент торможения).

Необходимо максимально точно определять фактический сброс активной составляющей мощности при реальной аварийной ситуации для применения У-УРОВ или иных управляющих воздействий для эффективного сохранения динамической устойчивости.

Минимизировать риск перегулирования, что может приводить к нарушению динамической устойчивости вследствие торможения.

Экономический эффект от применения данных устройств:

- Минимизация объемов реконструкции и как следствие капитальных вложений в дорогостоящее первичное оборудование. При реконструкции первичного оборудования отсутствие ограничений по конструктивному (пофазный привод или трехфазный) применению коммутационных аппаратов, что приводит к минимизации капитальных вложений и способствует созданию условий к импортозамещению;

- При практическом отсутствии «запертых мощностей» на станции создаются условия к работе генерирующего оборудования с максимальным КПД и как следствие к рациональному использованию энергоносителя (топлива или гидроресурса);

- Во многих случаях отказ от действия на ОГ тепловых станций и как следствие отсутствие затрат на последующий пуск генерирующего оборудования;

- Значительное снижение рисков возникновения условий для развития аварийных ситуаций вследствие «человеческого фактора» на этапах выбора настроек, проведении пусконаладочных работ, в ходе текущей эксплуатации;

- Минимизация трудозатрат технологов ОАО «СО ЕЭС» и собственников объекта на изменение настроек в период эксплуатации устройства.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277.
- [2] Руководящие указания. Выпуск 6. Устройство резервирования при отказе выключателей 35-500 кВ. Изд-во «Энергия». Москва 1966 г. Ленинград.



С.2.1-5. Использование отказоустойчивой распределенной вычислительной системы для целей противоаварийного управления

**А.К. ЛАНДМАН, А.Э. ПЕТРОВ, М.В. ПЕТРУШКОВ, О.О. САКАЕВ,
А.В. СУББОТИН-ЧУКАЛЬСКИЙ**

ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем»

Россия

oskar@iaes.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

противоаварийное управление, распределенные вычисления, быстродействие, надежность функционирования, централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА), POSIX, QNX, VMWare.

1 ВВЕДЕНИЕ

Для широкого спектра задач управления электроэнергетическими объектами характерны необходимость обеспечения бесперебойного функционирования системы управления и высокого быстродействия [1, 2]. В соотношение между этими понятиями вкладывается различный смысл, в зависимости от задачи, решаемой конкретной системой, с учетом иерархии управления.

Рассмотрим предметную область противоаварийного управления (ПАУ) энергосистемой. На верхнем уровне иерархии ПАУ решается задача выбора управляющих воздействий (УВ), которые должны быть реализованы конкретными устройствами на нижнем уровне иерархии, при фиксации на данном уровне аварийных возмущений в энергосистеме, с целью минимизации ущерба от этих возмущений. На сегодняшний день, с учетом развития алгоритмической базы в части применения способа I-ДО [3], выбор управления становится ресурсоемкой математической задачей, максимальная длительность цикла которой ограничивается стандартом [4] не более 30 секунд, при этом на верхнем уровне, как правило, нет необходимости в непосредственной выдаче управляющих сигналов.

В свою очередь, быстродействие реализации управления устройствами нижнего уровня находится в пределах нескольких десятков миллисекунд, с учетом времени срабатывания промежуточных реле. В случае, если устройства нижнего уровня осуществляют собственный цикл выбора управления по способу II-ДО в целях резервирования [5], длительность данного цикла определяется частотой обновления (временем доставки) локальной доаварийной информации, которая нормируется стандартом [4] в пределах 1-2 секунд.

Таким образом, в рамках одной системы управления решаются два класса задач, которые могут быть условно разделены по соотношению параметров быстродействия и надежности на расчетные задачи и задачи реального времени.

Одним из перспективных методов обеспечения надежности и быстродействия при создании систем управления является использование распределенных вычислительных систем (ВС). Это позволяет обеспечить требуемое быстродействие для расчетных задач, за счет

распараллеливания вычислений, и требуемую надежность функционирования для задач реального времени, за счет резервирования.

Работы в данном направлении ведутся при активном участии специалистов ЗАО «Институт автоматизации энергетических систем» (ИАЭС) с 80-х годов прошлого столетия. Благодаря глубокой теоретической проработке вопросов создания распределенных вычислительных систем управления, в последние годы была разработана универсальная программная платформа для целей противоаварийного управления [6]. Рассмотрим далее опыт адаптации программной платформы к конкретным техническим и программным средствам и опыт внедрения распределенной вычислительной системы, выполняющей функции верхнего уровня ЦСПА, на базе данной платформы.

2 АДАПТАЦИЯ УНИВЕРСАЛЬНОЙ ПРОГРАММНОЙ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ФУНКЦИЙ ВЕРХНЕГО УРОВНЯ ЦСПА

2.1 Постановка задачи

ЦСПА ОЭС Сибири включает в себя ПТК верхнего уровня, выбирающий управляющие воздействия (УВ) для аварийных возмущений в сети 220-500 кВ ОЭС Сибири по условиям сохранения статической устойчивости в послеаварийном режиме. Выбор УВ производится по способу I-ДО, по алгоритму, разработанному ЗАО «ИАЭС». Исходными данными для расчета служат математическая модель ОЭС Сибири, а также данные текущего режима, поступающие от ОИК ОДУ Сибири. Управляющие воздействия реализуются низовыми устройствами ЛАПНУ, установленными на объектах ОЭС Сибири, каждое из устройств отвечает за сохранение устойчивости в своем районе управления. Если выбор управления на верхнем уровне по каким-либо причинам в данный момент невозможен (например, из-за ухудшения качества телеинформации), низовые устройства ЛАПНУ автоматически переходят к дозировке УВ, выбранной на основании местной доаварийной информации по способу II-ДО. Взаимодействие между устройствами в рамках ЦСПА налажено на базе открытого стандарта МЭК 60870-5-104.

Предыдущая версия ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири была разработана в 2006-2008 годах и находилась в промышленной эксплуатации с июня 2012 года. В связи с расширением расчетной модели, появлением новых перспективных технологических задач, на которые ПТК не был рассчитан, возникла необходимость в короткие сроки его модернизировать. При этом, модернизированный ПТК верхнего уровня ЦСПА должен был:

- сохранить полную совместимость на уровне взаимодействия с существующими низовыми устройствами ЛАПНУ, какие-либо изменения в низовых устройствах, за исключением изменений настройки, были запрещены;
- обеспечить строго определенное максимальное время расчета одной аварии, согласно стандарту [4] и ГОСТ Р 55105-2012;
- обеспечить возможность распараллеливания расчета управляющих воздействий;
- обеспечить возможность добавления новых районов управления и, соответствующих низовых устройств ЛАПНУ (согласно техническому заданию, должен был быть предусмотрен одновременный расчет до 120 пусковых органов);
- обеспечить возможность замены технических средств без модификации средств программных.

2.2 Выбор технических и программных средств

Для того, чтобы обеспечить максимальную производительность вычислительной системы, а также возможность распараллеливания расчета УВ вплоть до расчета одного пускового органа (ПО) на отдельном процессорном ядре, для развертывания системы Заказчиком были выбраны два сервера IBM x3750 M4, что давало 64 физических ядра на систему в целом, либо 128 логических ядер, при условии включенного механизма гипертрединга (HyperThreading).

Поскольку предыдущая версия программного обеспечения ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири работала под управлением операционной системы (ОС) QNX 4.25, в качестве операционной системы для новой версии была выбрана QNX 6.5, которая:

- обеспечивает поддержку многопроцессорности;
- является POSIX-совместимой ОС, что необходимо для адаптации системообразующих программных модулей универсальной платформы;
- при необходимости, позволяет задействовать механизмы жесткого реального времени (обработчики прерываний) в операциях, критичных по времени выполнения;
- имеет версию КПДА.10964-01, которая обладает необходимым сертификатами для использования в автоматизированных системах класса защищенности до 1Б включительно.

Поскольку вычислительная система должна, по возможности, минимально зависеть от используемых технических средств, для упрощения их замены в дальнейшем, было принято решение развернуть систему на виртуальных машинах (ВМ). В качестве среды виртуализации Заказчиком был выбран гипервизор VMWare ESXi версии 5. Хотя ОС QNX 6.5 не тестировалась производителем на совместимость с этим гипервизором, однако натурные испытания показали работоспособность данной версии QNX на ВМ в среде ESXi версии 5. Необходимо отметить, что для полноценной работы стека протоколов TCP/IP с виртуальным сетевым оборудованием VMWare, требуется установить значение минимального размера передаваемого пакета данных (MTU) на стороне QNX не менее 1550 байт. Для сравнения, другой широко известный гипервизор Oracle VM VirtualBox не требует подобных изменений в настройке гостевой ОС QNX.

2.3 Базовые принципы функционирования универсальной программной платформы для создания распределенных вычислительных систем

Рассмотрим базовые принципы функционирования универсальной программной платформы для создания распределенных вычислительных систем, разработанной ЗАО «ИАЭС» [6].

Распределенная вычислительная система (ВС) представляет собой совокупность вычислительных машин (ВМ), или узлов, объединенных сетью передачи данных топологии «шина». Для определения состояния системы в целом в каждый момент времени, необходимо обеспечить ее наблюдаемость, т.е. определение состояния каждого узла системы и своевременную доставку этой информации на все узлы. С этой целью, реализована шина данных, в которую каждый узел системы периодически отправляет сообщение, однозначно определяющее текущее состояние узла, и откуда, в свою очередь, каждый узел получает слова состояния остальных узлов. Каждый узел из полученных им сообщений формирует у себя общее слово состояния системы. Таким образом, каждый узел независимо наблюдает и оценивает текущее состояние децентрализованной системы. Обмен состояниями узлов (и другими сообщениями, к которым могут быть предъявлены схожие требования) организован на базе групповой (multicast) рассылки UDP-сообщений, с использованием принципов, определенных стандартом МЭК 61850 (в части GOOSE-сообщений).

Функции запуска, останова, контроля состояния задач, запускаемых на конкретном узле распределенной ВС, возлагаются на этот же узел. Однако, для принятия решения о том, какие задачи должны быть запущены на конкретном узле в данный момент времени, следует учитывать состояние системы в целом. Информации, получаемой каждым узлом, достаточно для децентрализованного принятия решений о состоянии системы, однако для снижения затрат времени, функция определения состояния ВС выделяется на отдельный узел, называемый арбитром системы. Арбитр, на основании текущей информации о состоянии системы, дает команды узлам на запуск и останов процессов. Функция арбитра является переходящей, текущий узел-арбитр определяется в результате выборов, проводимых с заданной периодичностью.

В случае выхода из строя одного из узлов распределенной ВС, либо останова узла для проведения регламентных работ, либо при нарушении физической связи с данным узлом необходимо передать все его функции другому узлу, с целью резервирования. Для того, чтобы обеспечить передачу функций (миграцию задач), в конфигурации системы описывается, на

каких узлах каждая задача может запускаться, в какой последовательности (задающей приоритет узлов, с точки зрения выполнения данной функции), а также количество одновременно запущенных в системе экземпляров данной задачи.

Обмен данными между узлами распределенной ВС также организован на базе групповой рассылки UDP-пакетов, с использованием специально разработанного механизма подписок на данные, позволяющего сконфигурировать первоначальную загрузку всех необходимых данных на узел (по старту узла), периодическое обновление необходимых исходных данных на узле, сбор всех таблиц данных системы на определенном узле с целью архивирования, обмен сообщениями произвольного размера и т.п.

С точки зрения среды виртуализации, все ВМ распределенной ВС равноправны. Средствами гипервизора должны настраиваться параметры, определяемые функциями, возложенными на конкретную ВМ, т.е. виртуальное сетевое оборудование, последовательность запуска ВМ, выделение процессорных ядер каждой ВМ.

2.4 Выбор структуры распределенной вычислительной системы

При разработке распределенной ВС, решающей расчетные задачи на верхнем уровне иерархии управления (например, ПТК верхнего уровня ЦСПА), целесообразно выделить следующие функции:

- Ввод и подготовка исходных данных для расчета.
- Расчет.
- Сборка результатов расчета с расчетных ВМ.
- Взаимодействие с системами управления нижнего уровня.
- Взаимодействие с автоматизированным рабочим местом (АРМ) пользователя.
- Взаимодействие с внешними системами управления и мониторинга (АСУТП и пр.)

Функция расчета может быть разделена между несколькими узлами по определенным критериям, с целью одновременного выполнения расчетных задач для однотипных элементов управляемого объекта для обеспечения требуемого быстродействия. Функции, касающиеся обмена информацией с внешними системами целесообразно объединять на одном узле, в терминах систем сбора и передачи информации называемом предвключенной ВМ. Согласно требованиям стандарта [4], все функции, выполняемые ВС, должны быть резервированы.

С учетом вышеизложенного, при проектировании распределенной ВС ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири, была принята структура с горячим резервированием основных функций (рис 1). Первоначально к реализации был рекомендован вариант распределения ВМ по физическим серверам, ориентированный на компромисс между производительностью и надежностью (рис 2). В этом варианте, ВМ, выполняющие роль резервных, не несут на себе никаких технологических функций, что позволило бы высвободить процессорные ядра для ВМ, выполняющих роль основных. При отключении одного из физических серверов, технологические задачи выбора УВ полностью мигрируют на другой, пропорционально увеличивая нагрузку на процессорные ядра.

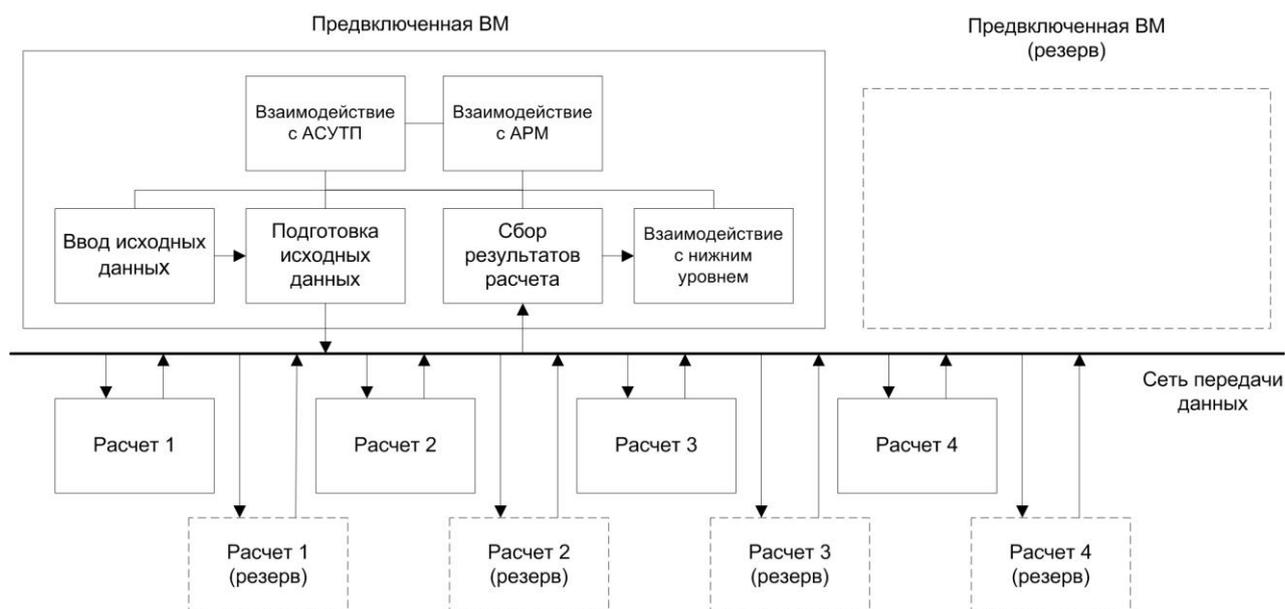


Рис. 1: Структура распределенной ВС для выполнения функций верхнего уровня ЦСПА

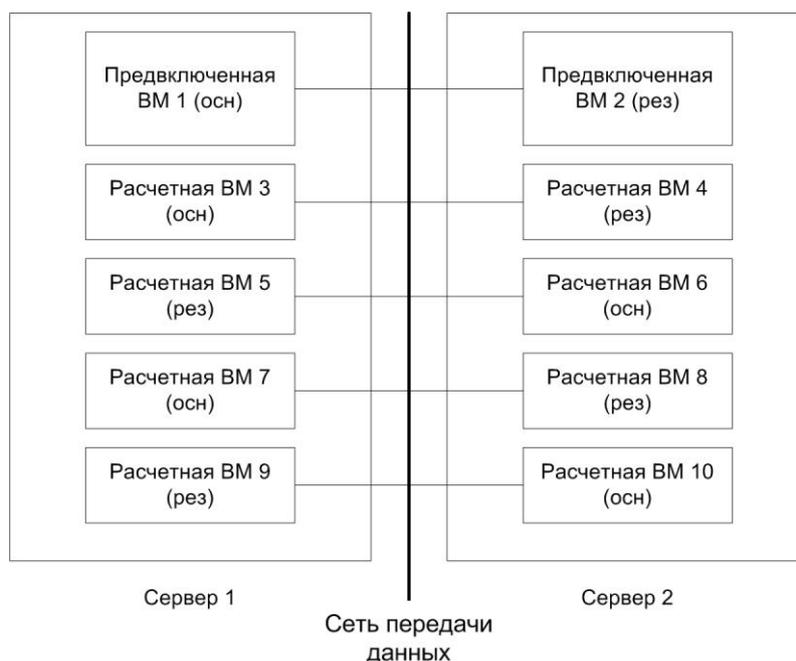


Рис. 2: Распределение VM по физическим серверам для обеспечения надежности функционирования

Однако от данного подхода пришлось отказаться, поскольку в процессе развертывания и пусконаладки распределенной ВС в гипервизоре VMWare выяснилось, что, во-первых, в стандартном микроядре QNX 6.5 существуют определенные проблемы с поддержкой более 16 процессорных ядер; во-вторых, выделение большого количества процессорных ядер одной VM выводит ее за пределы NUMA-узла, что резко снижает быстродействие данной VM и системы в целом.

Поддержку необходимого (до 32) количества процессорных ядер удалось настроить благодаря своевременной помощи специалистов СВД Софтвар, компании, осуществляющей поставки QNX на территории России и поддержку QNX, включая разработку драйверов для современных технических средств. Суть же второго ограничения требует пояснений.

NUMA (Non-Uniform Memory Access — «неравномерный доступ к памяти» или Non-Uniform Memory Architecture — «Архитектура с неравномерной памятью») — схема

реализации компьютерной памяти, используемая в мультипроцессорных системах, когда время доступа к памяти определяется её расположением по отношению к процессору. Традиционную многопроцессорную архитектуру (Symmetric Multi-Processor, SMP) характеризует общая шина памяти между всеми физическими процессорами и оперативной памятью. NUMA, в отличие от SMP, выделяет каждому процессору «свою» память. Такие ячейки (процессор+память) называются узлами, или нодами (NUMA Node). Для взаимодействия между этими нодами, т.е. для обращения процессора к «чужой» для него памяти, используется быстрая шина [7]. К преимуществам NUMA относится, прежде всего, высокое быстродействие в пределах NUMA-узла, к недостаткам, с которыми мы столкнулись на практике – значительное снижение быстродействия при обращениях к памяти за пределами NUMA-узла.

Поскольку серверы в конфигурации, предоставленной Заказчиком, были оснащены четырьмя физическими процессорными гнездами (сокетам), то и число доступных NUMA-узлов составляло 4, причем каждая ВМ в системе должна была укладываться в пределы одного NUMA-узла. Таким образом, расчетным ВМ было выделено по 12 логических процессорных ядер, чего, в свою очередь, было недостаточно для выделения отдельного ядра под расчет каждой из аварий. С другой стороны, в системе имелись резервные ВМ, чьи мощности не были задействованы для расчета.

В связи с этим, распределенная ВС ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири была сконфигурирована и введена в строй в варианте распределения ВМ по физическим серверам, обеспечивающем загрузку максимального количества процессорных ядер при сохранении допустимой надежности (рис 3).

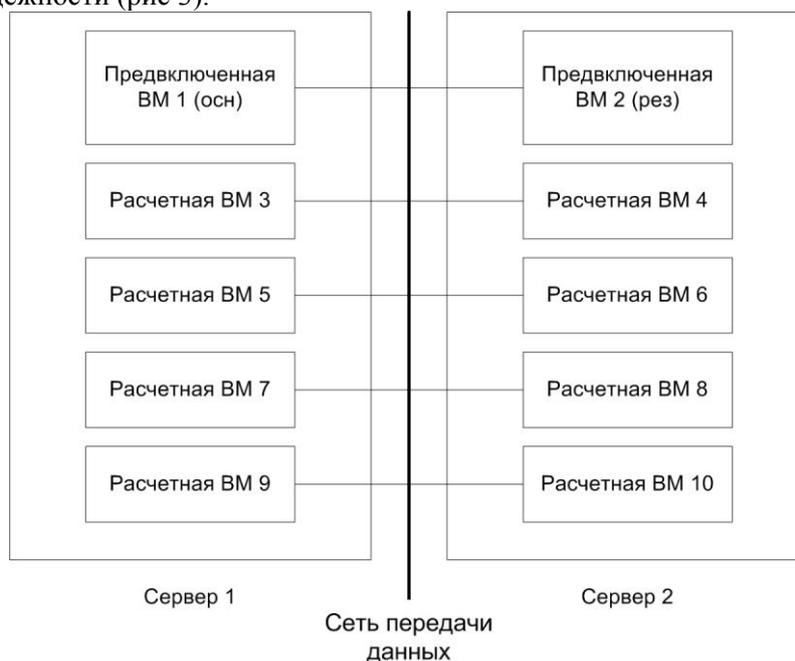


Рис. 3: Распределение ВМ по физическим серверам для обеспечения максимальной производительности, при сохранении допустимой надежности

Такая структура не предусматривает расчетных ВМ, находящихся в горячем резерве, все ВМ должны быть загружены расчетными задачами. При этом, все ВМ попарно резервируют друг друга таким образом, что при выходе из строя одной ВМ, например, ВМ 3, на ВМ 4 запускается расчет пусковых органов, которые ранее рассчитывались на ВМ 3, и наоборот. Таким образом, при отключении одного физического сервера, нагрузка на расчетные ВМ сервера, оставшегося в работе, удваивается, за счет резервирования расчета аварий, по умолчанию назначенных на ВМ сервера, выведенного из работы. Следовательно, увеличивается и время расчета каждой аварии.

В процессе пусконаладочных работ распределенная ВС была развернута на полигонных серверах, затем была перенесена на серверы, предназначенные к вводу в эксплуатацию. Таким образом, была проверена переносимость системы при замене технических средств. Необходимо

отметить, что процедура миграции виртуальных машин была проведена специалистами Заказчика.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

30.01.2015 модифицированный программно-технический комплекс верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири на базе универсальной программной платформы для создания распределенных ВС производства ЗАО «ИАЭС» введен в промышленную эксплуатацию в филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири (г. Кемерово). Сейчас в составе ЦСПА ОЭС Сибири функционируют три низовых ЛАПНУ, расположенные на ПС 1150 кВ Алтай, ПС 500 кВ Таврическая и ПС 1150 кВ Итатская, для этих ЛАПНУ рассчитывается порядка 30 пусковых органов. В ближайшее время планируется подключение ЛАПНУ ПС 500 кВ Озерная, ПС 500 кВ Камала, Богучанской ГЭС и Саяно-Шушенской ГЭС.

Успешный опыт адаптации универсальной программной платформы к выполнению функций ЦСПА подтверждает ее заявленные характеристики [6], а именно:

- Минимальная зависимость платформы от используемой операционной системы.
- Возможность широкого использования средств виртуализации.
- Масштабируемость и переносимость платформы, в части замены аппаратных средств.
- Возможность адаптации платформы на устройства различных уровней иерархии противоаварийного управления.
- Возможность создания гетерогенных ВС.

Опыт внедрения универсальной платформы показал правильность принятых подходов и перспективность теоретических и практических разработок ЗАО «ИАЭС» в части создания распределенных ВС для целей противоаварийного управления.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] А.Ф. Задорожный, М.С. Тарков, О.В. Захаркин, А.М. Петров, А.Э. Петров, О.О. Сакаев. Программное обеспечение отказоустойчивых распределенных вычислительных систем для управления электроэнергетическими системами. // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2009. – Спецвыпуск. – №1. – С.155-160.
- [2] А.К. Ландман, А.М. Петров, А.Э. Петров, О.О. Сакаев, А.Ф. Задорожный, М.С. Тарков. Использование отказоустойчивых распределенных вычислительных систем для управления электроэнергетическими системами. // Сборник докладов международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – СПб, 2011.
- [3] А.К. Ландман, А.Э. Петров, А.С. Вторушин, Е.Ю. Попова, С.Г. Аржанников. Перспективы совершенствования алгоритмов централизованной противоаварийной автоматики. // Сборник докладов международной научно-технической конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – Екатеринбург, 2013.
- [4] СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. М., 2011.
- [5] А.К. Ландман, А.М. Петров, А.Э. Петров, О.О. Сакаев. Разработка интегрированной системы ПА ОЭС Сибири. // Релейная защита и автоматика энергосистем 2010. Сборник докладов XX конференции (Москва, 1-4 июня 2010). - М., «Научно-инженерное информационное агентство», 2010. – С. 52-59.
- [6] А.К. Ландман, А.Э. Петров, О.О. Сакаев, М.В. Петрушков, А.В. Субботин-Чукальский. Подходы к разработке отказоустойчивой распределенной вычислительной системы для целей противоаварийного управления. // Релейная защита и автоматика энергосистем 2014. Сборник докладов XXII конференции (Москва, 27-29 мая 2014). - М., 2014. – ISBN 978-5-9903581-4-0. - С. 279-285.
- [7] Using NUMA Systems with ESXi. // VMware vSphere 5.5 Documentation Center. – © VMware, 2014. - <https://pubs.vmware.com/vsphere-55/topic/com.vmware.vsphere.resmgmt.doc/GUID-7E0C6311-5B27-408E-8F51-E4F1FC997283.html>



S.2.1-6. REAL-TIME AND SHORT-TERM FORECAST ASSESSMENT OF POWER GRID OPERATING LIMITS - SUMO

G. LAKOTA, J. KOSMAČ*, J. KOSTEVC*, A. SOUVENT†, T. FATUR
Solvera Lynx d.o.o., ELES d.o.o.*, Elektroiinstitut Milan Vidmar†
Slovenia

gasper.lakota@solvera-lynx.com

KEYWORDS

Operating limits assessment, dynamic line rating.

1 INTRODUCTION

In order for the transmission system operator to operate the power grid in safe and stable manner the operator needs to be aware of the grid's operating limits at all times. These limits (also referred to as ratings) are the highest allowable power flows through any element of the transmission grid, e.g. power lines, cables and transformers. Since most of the elements of the transmission grid are located in open air, the most important factor in determining their limits is the current weather situation. The limits are traditionally set as static and are based on very conservative presumptions of weather parameters. Studies have shown [1],[2] that in most situations of day-to-day power grid operations weather situation allows for dynamically calculated ratings that are higher than the traditionally set - static ones. This in theory allows for better utilization of existing grid. At the same time it should be noted that in some cases, dynamically calculated ratings can also be lower than the static ones, hence power grid operations, relying on dynamically calculated ratings, have to take these cases into account.

Above mentioned reasons have been the foundations for development of a system for real-time and short-term forecast assessment of power grid operating limits called SUMO. The SUMO system's aim is twofold: first, to improve reliability and safety of operating the network, especially in cases of sudden increases of power flows, i.e. avoid unnecessary load sheds or costly re-dispatching maneuvers, and second to better utilize the existing transmission system infrastructure, especially when new transfer capacities, such as new power lines are difficult to commission, mostly due to rising environmental awareness in developed countries.

The main novelty brought on by the SUMO system is dealing with the problem of defining operating limits (ratings) from the perspective of a power system as a whole. For real-time application SUMO includes live power grid data (measurements and topology from SCADA), live weather data and real-time reliability analyses. For short-term forecast application it includes load flow calculations based on load forecasts, reliability analyses based on these forecasts and detailed weather forecasts. The system is designed in such a way that each task can be fulfilled by a separate subsystem. To facilitate the exchange of data between these subsystems an integration and data exchange platform SUMO BUS was developed.

The uncertainties of algorithms, responsible for calculating the ratings are being continuously evaluated using a custom built outdoor testing site. First results show that standard thermal rating algorithms for power lines are too conservative and need to be revised and improved.

The SUMO system has been introduced into optimization of transmission line grid operation and control at Slovenian TSO ELES where additional on-site experiences have helped to improve and adapt the SUMO system to daily TSO operation. The system has been developed by Elektroinstitut Milan Vidmar in cooperation with ELES and University of Ljubljana, Faculty of electrical engineering; for further integration of SUMO system also energy management provider Solvera Lynx has joined this consortium.

Taking into account positive results of current SUMO application, transmission system operators can integrate the SUMO system into its operating systems of the transmission network and substantially improve performance in unfavorable power system situations, such as contingencies, severe weather and rapid changes of power flows through the power grid. This can result in more stable and safe operation of the power grid.

2 LOADING THE POWER LINES

In new power line planning procedures a thermal limit for the selected conductor is set. For example, an ACSR 240/40 conductor thermal rating is around 640 amperes. This rating is then used in operation as the maximum allowable current that flow through the conductor. The rating is based on weather situation that is the so called “worst case” scenario – this is usually set at: 0,6 m/s wind speed, sun radiation at 900 W/m² and outside temperate of 35 °C. For example in Slovenia, there is only a fraction of time in a year that has weather situation with worse weather parameters (temperatures higher than 35°C, sun radiation higher that 900 W/m² an wind speed lower than 0,6 m/s – at the same time). This gives an idea, that most of the time the weather conditions are more favorable in terms of increasing the thermal limit. Figure 1 shows results obtained from a 110 kV overhead power line selected for comparing different dynamic thermal rating technologies [3].

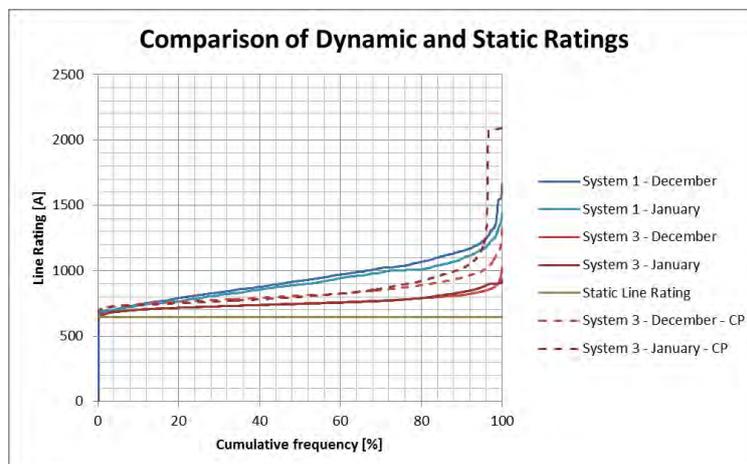


Figure 1: Static and Dynamic ratings comparison (CIGRE method)

3 SUMO – ARCHITECTURE

The SUMO system combines different subsystems into a meaningful and helpful power grid operating tool.

**Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation
1–5 June 2015, Sochi (Russia)**

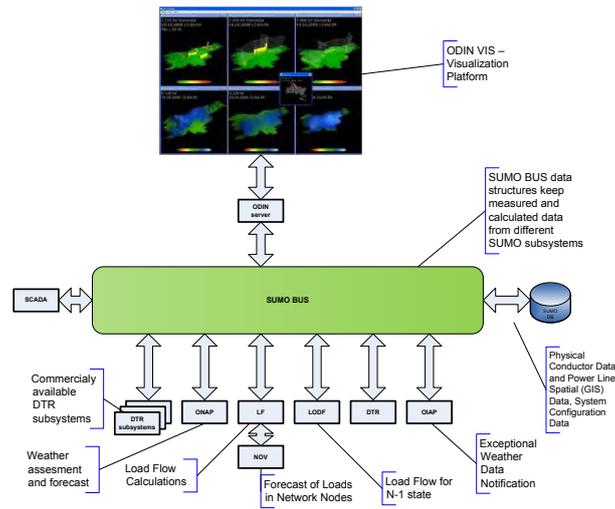


Figure 1: SUMO architecture

It comprises the following functions (Figure 1):

- *Measurements*: currents from SCADA, measured data from weather stations, gridded weather data applied to micro locations using weather model and terrain data (OIAP),
- *Reliability analyses*: N-1 analyses, Line Outage Distribution Factors – LODF (power flow calculations).
- *Forecasts*: short term load flow forecasts (NOV), short term weather forecasts for corridors of power lines (OIAP).
- *Dynamic thermal ratings (DTR)* – calculations based on: current weather and forecasted weather ($t_0 \dots t_0+3h$).
- *Exceptional weather events*.
- *Visualization*: ODIN.
- *Integration platform and data exchange*: SUMO BUS.

4 SUMO – SUBSYSTEMS

The SUMO system was developed with heterogeneous subsystem from different vendors in mind. For this to work properly an integration platform had to be established.

4.1 Integration platform and data exchange - SUMO BUS

At the core of system SUMO lies the integration platform SUMO BUS, an enterprise integration bus used for orchestrating the subsystems and facilitating data exchange between them (Figure 1). Web services technology is used for communication between SUMO BUS and the subsystems. Subsystems communicate with the bus via SOAP/HTTP interfaces. This technology enables different subsystem vendors to quickly and efficiently connect their subsystem using standardized and open means of communication and exchanging data.

For example, SUMO allows different DTR vendors to be incorporated into the system, each serving a different part of the grid.

Currently there are 17 Web Services implemented. They are providing approximately 115 methods to the clients (subsystems). System's internal state is held in a relational SQL database.

4.2 Gridding of weather data and weather forecasting

For the purpose of allowing fine grained weather data input into the DTR calculations, weather data is gridded onto 500x500 m grid (Figure 2).

**Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation
1–5 June 2015, Sochi (Russia)**

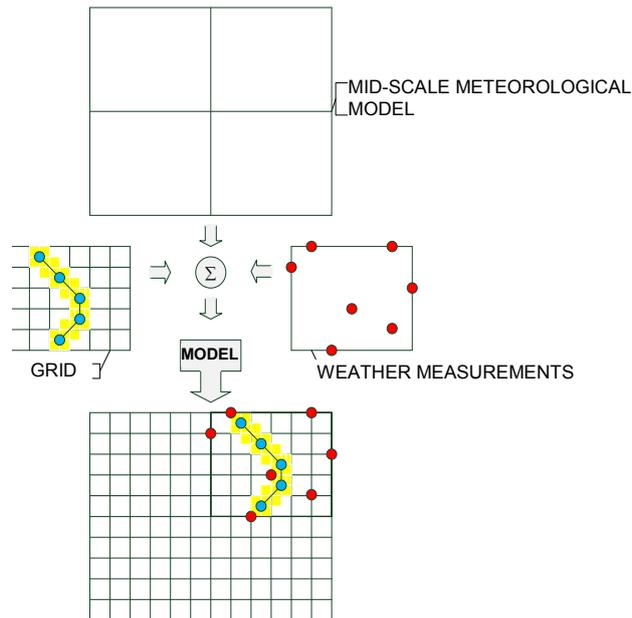


Figure 2: Weather gridding process

Live weather measurements are gridded using a micro-scale weather model and terrain elevation data along with a mid-scale meteorological model, as depicted in Figure 3. This is done to effectively approximate weather data on the parts of the power line corridors lacking weather measurements. This then serves as an input to DTR.

Weather forecasts are based on results from a commercially obtainable larger mid-scale weather model and live weather measurements acquired from ELES's own weather station network. They are calculated periodically for 6 horizons in the future (15, 30, 45, 60, 120 and 180 minutes). The forecasts then also are gridded onto the 500x500m grid.

4.3 Load forecasts and reliability analyses

Load forecasts for N and N-1 scenario and N-1 reliability analyses (N-1) are calculated periodically. They are based on:

- Live measurements of active and reactive power nodal injections across ELES's power grid (SCADA).
- Live measurements of nodal voltages across ELES's power grid (SCADA).
- Live topology data (SCADA).
- Live measurements from ELES's perimeter and internal network with active and reactive power flows.
- Topology forecasts from internal planning process.
- DACF – Day Ahead Congestion Forecasts from ENTSO-E.
- Hourly production, demand and transit forecasts from Slovenian power exchange operator.

Load forecasts are synchronized with 6 weather forecast horizons (+15, +30, +45, +60, +120, +180 minutes).

4.4 Dynamic thermal ratings (DTR)

For a certain power flow, its upper limit is set by the weakest link in its path from a source to destination node.

In the case of calculating DLR the power line is split into sections. Generally speaking, each section has its own weather data, its own conductor physical properties and its own geographical orientation. So, for each section a thermal rating needs to be calculated. For the power line as a whole, the minimum obtained thermal rating is declared as the power line's thermal rating (Figure 3).

**Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation
1–5 June 2015, Sochi (Russia)**

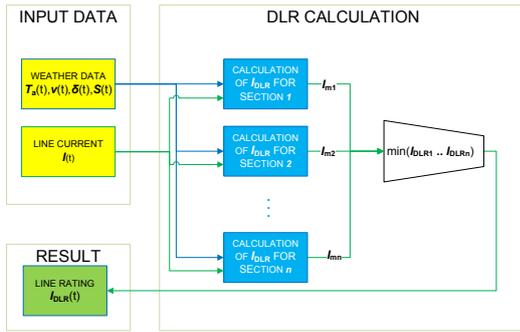


Figure 3: General principle of dynamically determining line rating

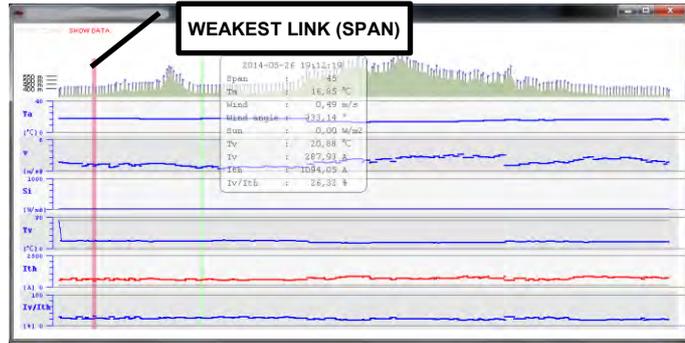


Figure 4: A practical example of a weakest link determining the line rating

Figure 4 shows a practical example of a power line corridor, split into sections and each section having its own input weather data. The lowest of the sections' ratings is declared as the power line's thermal rating (section at red vertical line).

4.5 Measurements

The measurements subsystems deal with the data that is used as an input to DTR subsystems and to forecast subsystems. The data being transferred to SUMO BUS are:

- Weather measurements from ELES's own weather measurement network (air temperature, wind speed and direction, global solar radiation, air pressure, air humidity, rainfall),
- Measured power lines' currents.

4.6 Exceptional weather events

In the case of weather events, that could potentially lead to power line outages directly (thunderstorms, high wind speeds) or indirectly (high air temperatures and consecutively low ratings), the operator in charge is presented with warnings (Figure 5) on the live weather situation of the power grid. Through this the operator is warned of certain weather situations that can cause a line outage or impact its capacity. In case of a local thunderstorm, the operator can focus on the line in question and re-assess its outage in detail also through other tools (e.g. SCADA, other load-flow tools), thus confirming the outage's influence on the rest of the system.

Symbol	Meaning
	Thunderstorm – lightning activity
	High wind speeds (gale or storm)
	High air temperatures
	Low air temperatures
	Extreme rainfall

Table 1: Exceptional weather events

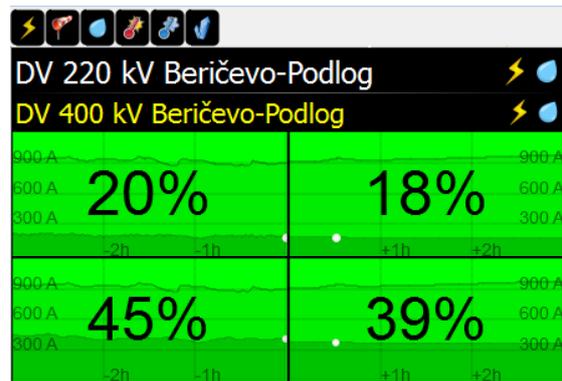


Figure 5: Thunderstorm – lightning activity and rainfall event notification

4.7 Visualization – putting it all together

The visualization subsystem provides the means to aggregate the vast amount of data in a convenient and easy to understand manner.

The results are presented in real-time to dispatchers in the network control center (NCC) via advanced visualization platform ODIN-VIS (Figure 6).

**Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation
1–5 June 2015, Sochi (Russia)**

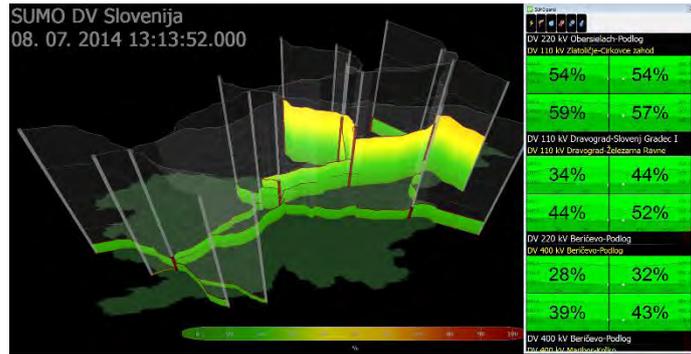


Figure 6: Visualization platform ODIN-VIS screenshot

On the center of the screen a part of the transmission grid is shown (Figure6). The power lines are colored according to ratio of the actual current to the actual rating. On the right side of the screen is the SUMO panel that for each power line shows the following:

- “Four quadrant” view of the relative line load:
 - Upper left: actual line current versus actual line rating for actual network topology
 - Upper right: forecasted line current versus forecasted line rating for actual network topology
 - Lower left: actual line current versus actual line rating for N-1 network topology
 - Lower right: forecasted line current versus forecasted line rating for N-1 network topology
- Exceptional weather events.
- N-1 power line – the power line in the transmission grid, when tripped, that causes the largest rise of load on the power line of interest.

The quadrants are colored green if the ratio of the line current versus the rating is less than 90 %. If the ratio is between 90 and 100 %, the quadrants are colored orange. If the ratio is 100 % or more, the quadrants are colored red and additionally showing the safe remaining operating time.

5 DTR ALGORITHM TEST SITE

For the purpose of evaluating the accuracy of available DTR algorithms that are commonly used by transmission system operator, a reference testing site was developed for an uncertainty evaluation of the variety of dynamic thermal rating algorithms that are commonly used by transmission system operator. Although developers put their great effort to improve the algorithms there exists differences between them and the uncertainty of results is almost unknown. To evaluate the data the standard power line conductors AlFe-240/40 and AlFe-490/65 are used in test site in form of current loops (Figure 7). Each loop is equipped with the temperature sensors and is powered to reach the thermal limit temperature.

An adaptive fuzzy control governor supervises and maintains the constant conductor core temperature (Figure 8) in different ambient weather conditions. The needed current is therefore used as a ground-truth data and is the reference thermal current in the given ambient weather conditions for the further analyses.

Obtained regulated thermal currents were compared to the IEEE and CIGRE DTR algorithms and the results primarily show that both algorithms are overly conservative and give additional space for better utilization of power lines (Figure 9). Based on data and experiences from test site, an improved algorithm was developed by Elektroinstitut Milan Vidmar.

Actual trends in development of Power System Relay Protection and Automation
1–5 June 2015, Sochi (Russia)



Figure 7: A reference testing site for DTR uncertainty evaluation. Two different conductor current loops placed in X configuration to avoid in-between weather disturbance.

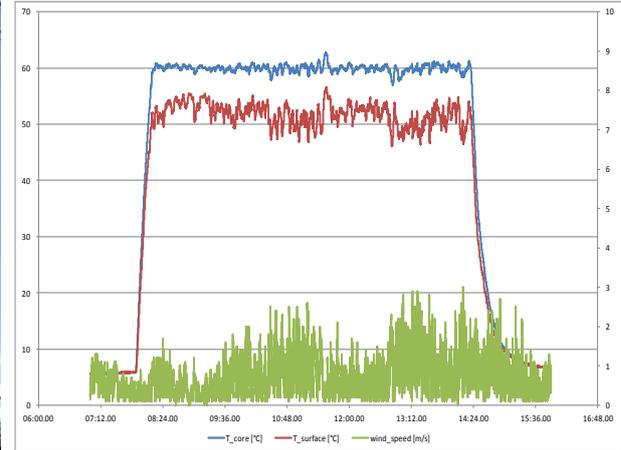


Figure 8: Test current loop with conductor AlFe-490/65. Conductor's core temperature is kept at 60°C in changing weather conditions.

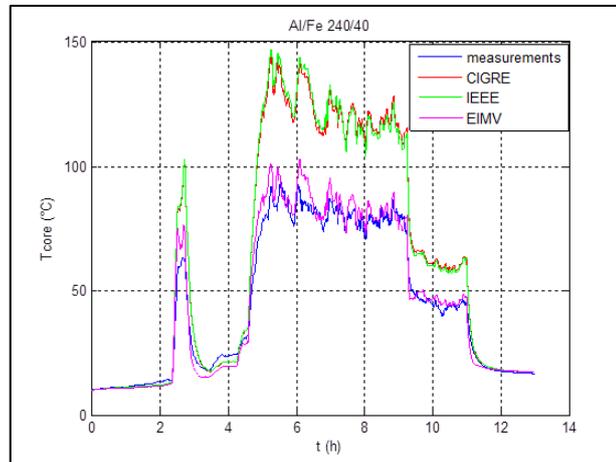


Figure 9: Comparison of conductor temperatures (measured, CIGRE and IEEE method, EIMV method)

6 CONCLUSION

Up until now the main challenge has been to integrate diverse applications into a homogeneous information system. A proof of concept has been achieved in late 2013 with four power lines incorporated into the system. It has been evaluated at Slovenian TSO ELES and put into operation at their Network control Center. Further power lines are being included into the SUMO system.

The focus of further research will be concentrated on improving the system as a whole, tailoring the system for optimal use at different TSO environments. SUMO results are being continuously analyzed to gather data for improving the system. In parallel, the evaluation of different DTR technologies is being continuously carried out as an important part of SUMO system analyses.

For the grid operator it is essential to have at disposal a tool that combines live power grid data (measurements and topology from SCADA), live weather data and real-time reliability analyses, combined with short-term load flow forecasts, reliability analyses and detailed weather forecasts. It has proved itself in day-to-day operations, providing on-line, near real-time assessment of true operational limits of the power lines while at the same time providing invaluable information in unfavorable power system situations, such as contingencies, severe weather and rapid changes of power flows through the power grid. This can result in more stable and safe operation of the power grid.

So far, SUMO system has shown that with an open integration platform and a well thought out architecture diverse vendors' solutions can be integrated into a useful tool for electric grid operations

challenges. This diversity allows the TSOs to integrate their own subsystems, already established in their operation as stand-alone solutions, into a reliable and trustworthy integrated system.

The DTR test site results have shown that IEEE and CIGRE methods for calculating line ratings are overly conservative. With this in mind there is still additional space for better utilization of power lines. The uncertainties that are assessed at the test site will be incorporated into the SUMO system to improve the safety of operations.

REFERENCES

- [1] Roberts D., Taylor P., & Michiorri A. (2008, June). Dynamic thermal rating for increasing network capacity and delaying network reinforcements. In SmartGrids for Distribution, 2008. IET-CIRED. CIRED Seminar (pp. 1-4). IET.
- [2] Douglass, D. A., Lawry, D. C., Edris, A. A., & Bascom, E. C. (2000). Dynamic thermal ratings realize circuit load limits. *Computer Applications in Power*, IEEE, 13(1), 38-44.
- [3] Lakota G., Kosmač J., Marinšek M., Barl B., Kostevc J., Comparison of Overhead Conductor Temperature Measurements and Estimations Acquired from Multiple Systems Installed on a Single Overhead Line, International Symposium on High Voltage Engineering, Seoul, Korea, 2013



С.2.1-9. Определение запасов устойчивости и управляющих воздействий для обеспечения статической устойчивости в задаче противоаварийного управления на основе Обобщенного метода Ньютона

А.В. ПАЗДЕРИН, П.В. ЧУСОВИТИН, Г.С. ШАБАЛИН, С.В. ЮФЕРЕВ
ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»
Россия
YuferevSV@gmail.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Статическая устойчивость, Обобщенный метод Ньютона, Предельный режим, определение запаса по устойчивости.

1 ВВЕДЕНИЕ

Определение предельных режимов необходимо для оценки запаса по статической устойчивости. Эта величина – основной критерий, применяемый Системными Операторами разных стран для определения управляющих воздействий для обеспечения устойчивости энергосистемы. Существует два основных подхода для оценки запаса по устойчивости: прямые методы и утяжеление [1]. В мировой практике широко распространен метод утяжеления [2, 3]. Не так давно стала широко применяться модификация метода с анализом собственных чисел линеаризованной динамической модели энергосистемы [4-6]. Анализ динамической модели позволяет оценивать как апериодическую, так и колебательную устойчивость. Данный подход был применен для анализа устойчивости распределенной генерации [7].

Что касается прямых методов, то к ним широко применяется оптимизационная задача [8]. Равнозначность оптимизационных методов и методов утяжеления показана в [9]. Методы утяжеления широко используются для анализа статической устойчивости в режиме "офлайн", но их вычислительные алгоритмы слишком времязатратны для применения в режиме "онлайн". Может показаться, что в этом случае прямые методы будут лучшим способом решения нашей задачи, но обычные прямые методы [8, 9] не слишком надежны в следствие проблемы начальных приближений и других сложностей [1]. Существуют различные модификации метода утяжеления для ускорения процедуры оценки запаса по устойчивости онлайн [10, 11]. Эти методы основаны на использовании аппроксимации PV-кривых [10] или на применении нейронных сетей [11].

Наша статья предлагает новый метод оценки запаса по статической устойчивости, который в отличие от [8] и может применяться для оценки запаса в режиме "онлайн". Предлагаемый метод был применен для решения задачи расчета установившегося режима в [12] и обладает такими свойствами сходимости, которые позволяют его использовать для определения ближайшего предельного режима.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Существующий методы и предлагаемый алгоритм

Рассматривается система уравнений:

$$F(x, y) = 0, \quad (1)$$

где x – вектор искоемых переменных (действующее значение и угол напряжения),
 y – вектор переменных, которые были заданы (напряжение PV-узлов, узловые мощности).

Для решения задачи поиска ближайшего предельного режима узловые мощности представляются:

$$\begin{aligned} P_g &= P_{g_0} + \lambda \cdot P_s; \\ P_L &= P_{L_0} + \lambda \cdot P_d; \\ Q_L &= Q_{L_0} + \lambda \cdot K_L \cdot P_d, \end{aligned} \quad (2)$$

где P_{g_0} , P_{L_0} , Q_{L_0} – первоначальный (базовый) уровень генерации и нагрузки;
 λ – нагрузочный коэффициент, характеризующий запас по условиям устойчивости, P_s , P_d – прирост генерации и активной мощности нагрузки, K_L – коэффициент мощности нагрузки. Есть ряд обычных методов, что бы изменить (1) и (2) для поиска ближайшего предельного режима.

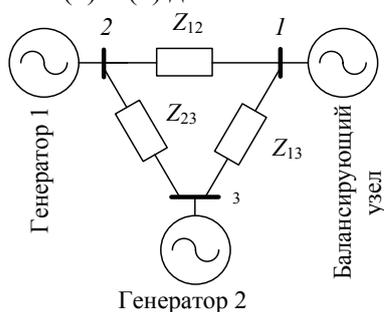


Рис. 1: Трехузловая система

Самый простой метод – последовательное увеличение генерации и нагрузки до тех пор, пока уравнения узловых напряжений выполняются (не расходятся). Рисунок 1 представляет схему, состоящую из двух узлов – шин бесконечной мощности, на которой данный подход будет разъяснен. Фрагмент границы области существования режима для системы на рисунке 1 представляется на рисунке 2.

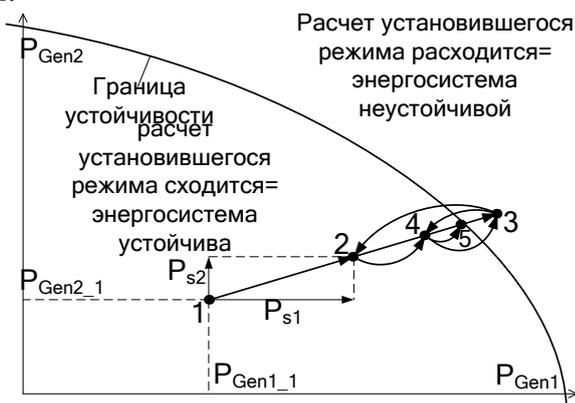


Рис. 2: Часть граница области существования режима для трехузловой системы

Основная идея заключается в том, что бы рассматривать область, в которой решение уравнений узловых напряжений существует, как границу области существования режима. Поиск ближайшего предельного режима начинается из начального состояния энергосистемы (P_{Gen1_1} , P_{Gen2_1}) в точке 1.

Затем генерация в обоих узлах увеличивается в направлении (P_{s1} , P_{s2}) до точки 2. Далее генерация увеличивается в том же самом направлении до точки 3, в которой решение уравнений установившегося режима (УУН) не существует. Расхождение уравнений узловых напряжений – критерий для возвращения в точку 2 и уменьшения приращения генерации в два раза при сохранении того же самого направления прироста. Затем генерация увеличивается до

точки 4, проверка сходимости УУН повторяется, если нужно – производится новый «откат» в точку 2 и прирост мощности вновь сокращается и т.д. Процедура повторяется пока точка режима не попадает на границу области существования режима (с заданной точностью). На рисунке точка 5 – это найденный предельный режим. Тот же самый подход может использоваться для построения PV кривых.

Этот подход ближайший к внедряемому алгоритму [13], но в нем используется меньшее число итераций для нахождения предельного режима. Еще один недостаток обычного метода - это огромное число итераций, которое может потребоваться для определения границы. Так же следует помнить, что метод расчета установившегося режима должен быть надежным вблизи границы области существования режима. Модификация метода утяжеления, которая широко распространена, преодолевает вышеупомянутые недостатки [2].

Другой путь для нахождения ближайшего предельного режима – это формирование системы уравнений, которые позволяют прямо его определить. Такая задача решается прямыми методами [8], которые обладают некоторыми недостатками, преодолеваемыми при постановке оптимизационной задачи для них [9]. Принимая во внимание вышеупомянутые требования и учитывая ограничения генераторов по реактивной мощности, система может быть представлена более точно:

$$F(\delta, V, P_s, P_d, Q_g, \lambda) = 0, \quad (3)$$

где δ, V – вектора углов напряжений и действующих значений напряжений; Q_g – вектор генераторной реактивной мощности.

В соответствии с [1, 8, 9] оптимизационная задача для определения предельного режима для (3) мож

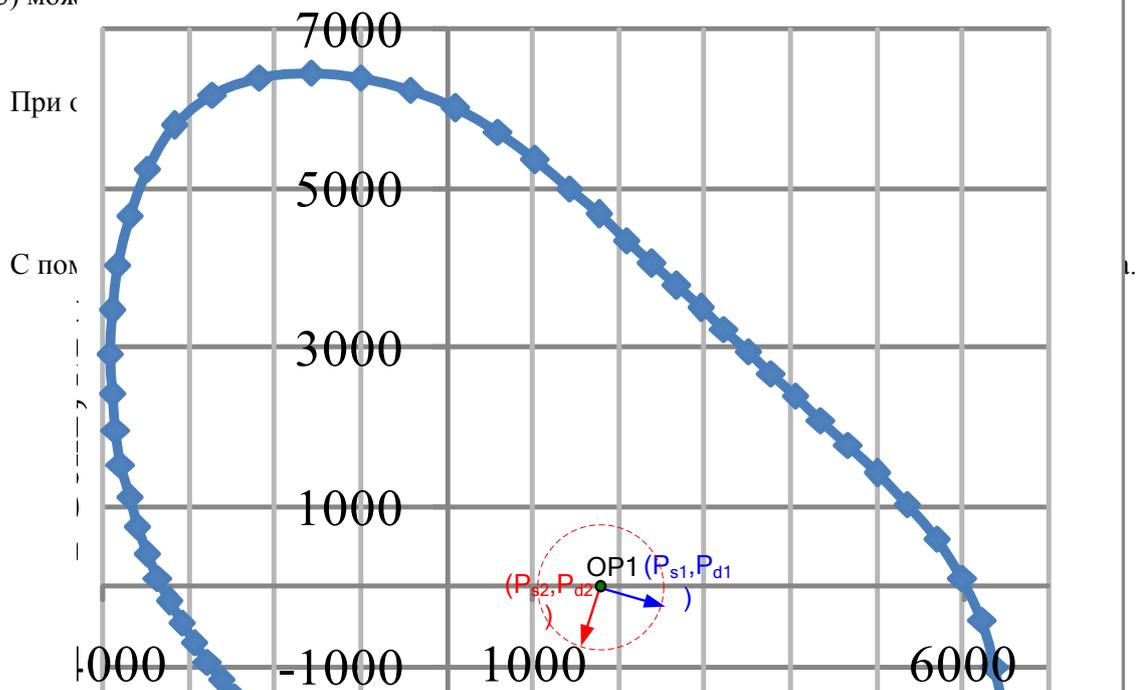


Рис. 3: Область существования режима для трехузловой системы

Главный недостаток всех вышеупомянутых подходов заключается в том, что направление поиска предельного режима определяется заранее. В большинстве случаев это направление пропорционально первоначальной нагрузке и генерации узлов. Следовательно, расстояние до границы области существования режима не обязательно является кратчайшим. Для реальных энергосистемы это означает, что параметры режима не обязательно изменять аналогично начальным P_s , P_d и нарушение устойчивости может произойти тогда, когда приведенные традиционные методы будут указывать на то, что режим энергосистемы внутри области существования режима.

Если рассматривать генераторы на рисунке 1 как районы энергосистемы, то они могут как потреблять, так и выдавать активную мощность. Граница области существования режима

определена используя алгоритм [13] с помощью изменения направления увеличения генерации (нагрузки) узлов. Режим (OP1) и направление утяжеления (P_{s1}, P_{d1}) задаются изначально.

Легко можно увидеть, что расстояние до границы области существования режима для выбранного направления значительно больше, чем для направления (P_{s2}, P_{d2}). Конечно, для трехузловой схемы выбор направления утяжеления является простым и очевидным, но для моделей настоящих энергосистем это непростая задача. Она решается, основываясь на опыте персонала и его знаниях о режимах, но данный подход не может быть универсальным. Так же очевидно, что определения предельного режима в режиме "онлайн" необходимо определять кратчайшее расстояние до границы области существования режима для любого исходного режима (в том числе с измененной топологией).

Предлагаемый метод позволяет напрямую определить кратчайшее расстояние до границы области существования режима. Это достигается с помощью использования свойств предлагаемой целевой функции и определенного контроля за сходимостью метода. В [12] предлагаемый метод применялся для поиска установившегося режима. Для системы (1) он может быть сформулирован следующим образом:

$$F(x, y)^T \cdot F(x, y) \rightarrow \min_x \quad (5)$$

Целевая функция в (5) – это сумма квадратов невязок УУН и, очевидно, равна 0, когда (1) выполняется. Так же этот метод позволяет решить задачу поиска установившегося режима без использования балансирующего узла, так как небаланс будет распределяться между всеми узлами. В этом случае (5) в установившемся режиме не будет равно нулю.

Целевая функция в (5) обладает ценными свойствами, которые позволяют использовать её для определения запаса по статической устойчивости. Эта целевая функция позволяет найти точку на границе области существования режима, а невязки УУН – это запас по устойчивости как будет продемонстрировано в дальнейшем. При нахождении данной точки следует так контролировать итерационную процедуру, что бы сходиться в седловую точку целевой функции, а не в её минимум. Одна из ключевых особенностей данного метода заключена в том, что получаемое расстояние до границы области существования режима – кратчайшее для любого исходного существующего режима и не зависит от предзаданного направления утяжеления. В работе оптимизационная задача формулируется следующим образом:

$$F(x, y)^T \cdot F(x, y) \rightarrow \text{saddle} - \text{node}_x \quad (6)$$

Сравнение постановки задачи (6) и постановки, описываемой (1) и (2) показывает, что предлагаемый метод не использует какое-либо заданное направление для поиска ближайшего предельного режима. То же самое можно сказать при сравнении с постановкой, описанной в (4). Данная особенность – главное достоинство предлагаемого метода. Так же можно утверждать, что (6) позволяет определять именно ближайший предельный режим.

2.2 Аналитический анализ

В статье в дополнение к модели, представленной на рисунке 1, ряд других моделей используется для исследования предлагаемого метода. Кроме объединенной многомашинной системы, которая будет рассмотрена в соответствующем разделе, рассматриваются модели, представленные на рисунке 4. На рисунке 4 представлена простейшая модель PV-узел – шины бесконечной мощности. Данная модель используется, что бы продемонстрировать базовую идею предлагаемого подхода. Модель на рисунке 4, б – это PQ-узел - шины бесконечной мощности. Данная модель (так же как и модель на рисунке 1) применяется, что бы продемонстрировать специфические особенности функции (6).



Рис. 4: Схемы простейших энергосистем

УУН для системы, показанной на рисунке 4,а:

$$f(\delta) = P_0 - \frac{U_g \cdot U_{sb}}{X} \cdot \sin \delta \quad (7)$$

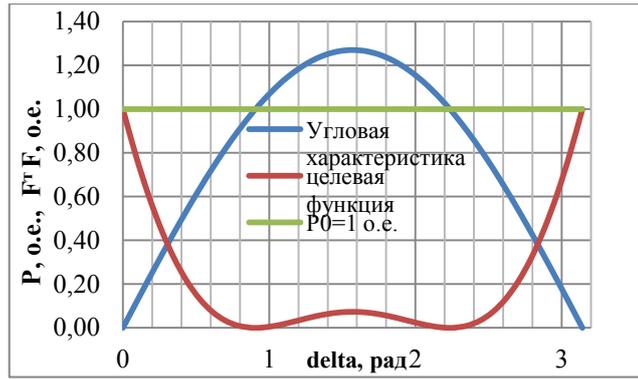


Рис. 5: Угловая характеристика для простейшей энергосистемы

На рисунке 5 представлена угловая характеристика, соответствующая равенству (7), а так же целевая функция в соответствии с (6). Можно увидеть, что целевая функция на рассматриваемом диапазоне углов обладает тремя экстремумами. Два из них соответствуют нулю целевой функции (то есть точкам устойчивого и неустойчивого равновесия). Локальный максимум соответствует предельному режиму. В рассматриваемом простейшем случае этот максимум тот, который нам следует найти. Когда число переменных вырастет искомым максимумом станет седловая точка.

Обобщенный метод Ньютона для решения задачи (6) при УУН (7) представляет собой рекурсивную процедуру:

$$x_{i+1} = x_i + \Delta x_i, \quad \Delta x_i = -H^{-1} \cdot \text{grad}(F^T F), \quad (8)$$

где H – матрица Гессе целевой функции; $\text{grad}(F^T F)$ – градиент целевой функции.

В зависимости от знака определителя матрицы Гессе метод Ньютона может сходиться либо к установившемуся режиму, либо к предельному режиму.

Далее необходимо рассмотреть базовую модель, применяемую для исследования аperiodической статической устойчивости. Целевая функция для этой модели может быть записана как:

$$h(\delta, U_L) = P_L^2(\delta, U_L) + Q_L^2(\delta, U_L), \quad (9)$$

где P_L, Q_L – УУН для активной и реактивной нагрузок узлов.

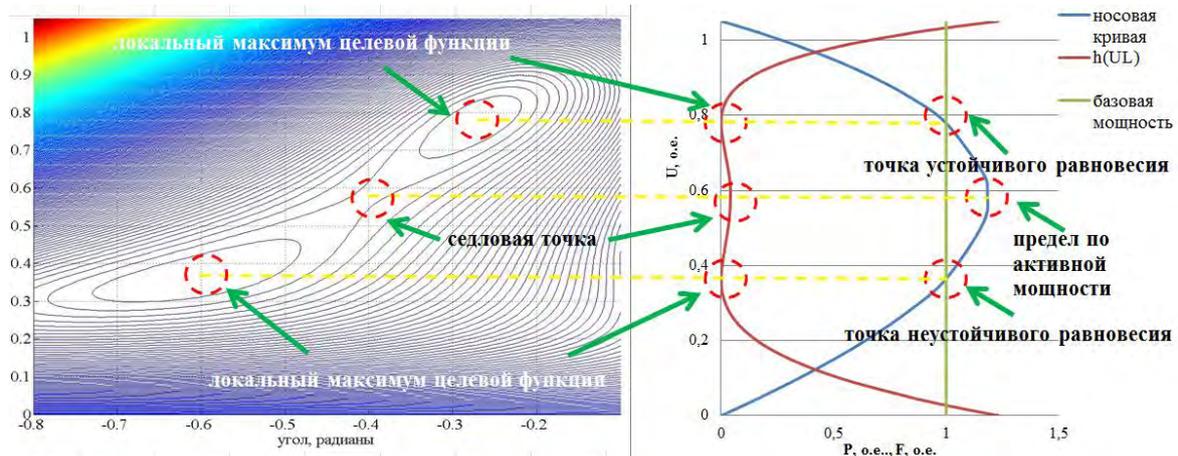


Рис. 6: Целевая функция для системы PQ-узел-ШБМ

На рисунке 6 показаны контуры целевой функции (9) и соответствующая PV кривая. По графику можно увидеть, что целевая функция имеет три экстремума и один из них соответствует предельному режиму (тот, который представляет собой седловую точку для рассматриваемой модели). Правая часть рисунка содержит PV кривую, полученную методом утяжеления и соответствующую проекции целевой функции ($h(U_L)$). Можно заметить, что седловой экстремум целевой функции соответствует предельному режиму. Другие экстремумы – это минимумы, соответствующие точкам устойчивого и неустойчивого равновесия системы.

Такой же рисунок можно нарисовать для модели с рисунка 1. Целевая функция может быть записана следующим образом:

$$h(\delta_1, \delta_2) = P_{Gen1}^2(\delta_1, \delta_2) + P_{Gen2}^2(\delta_1, \delta_2). \quad (10)$$

Соответствующий целевой функции (10) контурный график показан на рисунке 7. На нем легко можно увидеть те же самые соотношения, что и на рисунке 7. Минимум целевой функции соответствует точке установившегося режима, седловые точки соответствуют ближайшим точкам на границе области существования режима (с разных ее сторон), а два локальных максимума - это две наиболее удаленные от установившегося режима точки на границе области существования режима. Данные свойства (экстремумы) указывают на возможность применения целевой функции для нахождения ближайшего предельного режима. Главная проблема при этом поиске заключается в том, что бы обеспечить сходимость к седловой точке, а не минимуму или максимуму.

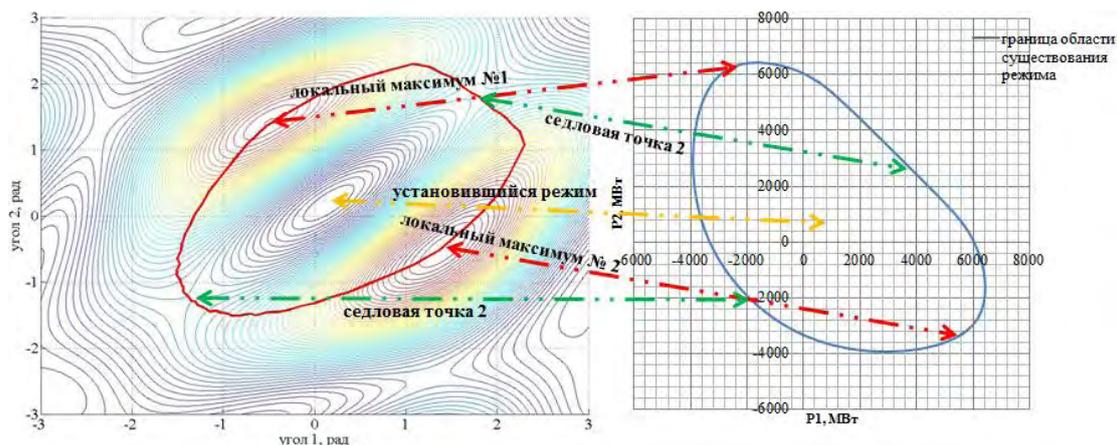


Рис. 7: Целевая функция для системы PV-узел-ШБМ

2.3 Метод коррекции шага

Для достижения сходимости итерационной процедуры к желаемому экстремуму были применены ряд инструментов:

- контроль знака Гессиана;
- изменение длины шага.

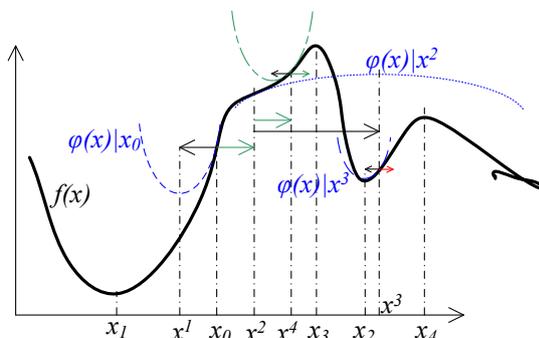


Рис. 8: Оптимизации функции одной переменной

Эти инструменты могут быть проиллюстрированы на примере целевой функции, зависящей только от одной переменной (рис.8). Она обладает двумя минимумами x_1, x_2 и двумя максимумами x_3, x_4 . Необходимо сойтись к x_3 . Обобщенный метод Ньютона, применяемый при этой задаче, может быть интерпретирован как разложение в ряд Тейлора функции $f(x)$ в точке начального приближения.

$$\varphi(x) = f(x_0) + (x - x_0)f'(x_0) + 0,5(x - x_0)^2 f''(x_0), \quad (11)$$

где x_0 - начальное приближение; $f'(x_0)$ - производная первого порядка в точке начального приближения $f''(x_0)$ - вторая производная в точке начального приближения.

Величина функции $\varphi(x)$, первой и второй производной функции $\varphi(x)$ равны тем же самым величинам функции $f(x)$ в точке x_0 .

Шаг обобщенного метода Ньютона (ОМН) определяется через поиск минимума функции $\varphi(x)$. Другими словами, производная из (11) принимается равной 0:

$$f'(x_0) + (x - x_0)f''(x_0) = 0, \quad (12)$$

таким образом

$$x = x_0 - f''(x_0)f'(x_0), \quad (13)$$

что является по сути таким же выражением, что и (8) случая с несколькими переменными. Затем шаг ОМН делается до точки x^1 на рисунке 8, которая подходит для поиска экстремума x_1 . Однако, наша цель – сойтись к точке x_3 , таким образом направление шага из точки x_0 должно быть изменено на противоположное, шаг будет сделан к точке x^2 . В этой точке целевая функция снова аппроксимируется, используя (11). Аппроксимация $\varphi(x) \approx x^2$ показана на рисунке 8. Так как знак второй производной в точке x^2 изменяется, значит, функция $\varphi(x)$ это перевернутая парабола. В этом случае шаг ОМН не нужно менять, но остаются другие проблемы: шаг ОМН из точки x^2 очень большой и приведет к точке x^3 , выполняя в которой аппроксимацию $\varphi(x)$ и изменяя направление шага, сойдемся к точке x_4 . Если же укоротить шаг из точки x^2 (сделать его до точки x^4), метод сойдется к экстремуму x_3 . Эти же правила могут быть распространены на случай с несколькими переменными. Так как Гессиан в (8) эквивалентен второй производной в (11), то принципы смены направления в зависимости от знака Гессиана и подход к вопросу укорочения шага в общем виде сохраняются и для функции нескольких переменных. Критерий укорочения шага для сложных функции функций был разработан эвристически. Шаг Δx_i в ОМН – это вектор изменения напряжения и угла:

$$\Delta x_i = \begin{pmatrix} \Delta U_i \\ \Delta \delta_i \end{pmatrix}, \quad (14)$$

где ΔU_i – вектор изменения действующего значения напряжения PQ-узлов на шаге i ; $\Delta \delta_i$ – вектор изменения углов напряжений PQ- and PV-узлов на шаге i .

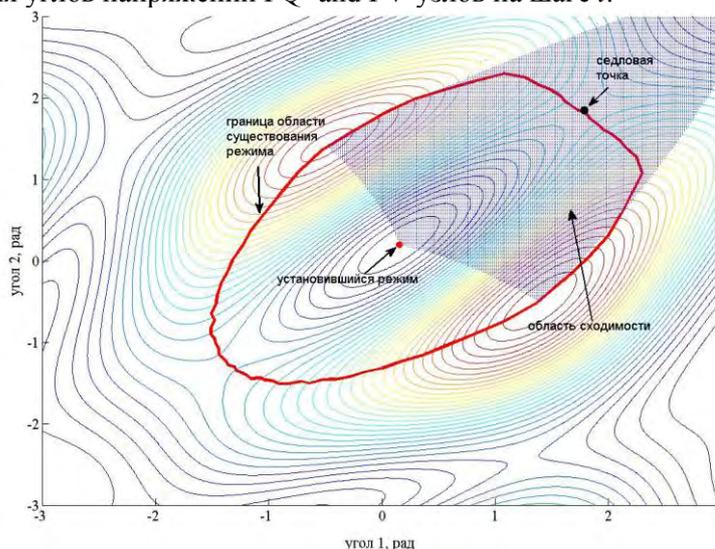


Рис. 9: Область сходимости

Эмпирический критерий для шага по напряжению: за шаг самое большое изменение напряжения по модулю не может быть больше, чем 20% от величины напряжения в соответствующем узле на предыдущем шаге. По углу он звучит следующим образом: изменение любого угла не должно быть больше 45 градусов. Естественно, даже при условии использования данного метода необходимо обеспечивать надлежащие начальные условия. Как показано ниже, если выбирать начальные условия близко к точке установившегося режима, предлагаемый метод надежно сходится к ближайшему предельному режиму. На рисунке 9 представлена область сходимости предлагаемого метода. Любые начальные условия из нее будут приводить нас в седловую точку, которая соответствует ближайшему предельному режиму. Можно отметить, что область сходимости имеет достаточно большие размеры, охватывает даже часть пространства вне области существования режима. другая важная деталь, которую нужно отметить: точка установившегося режима не входит в эту область. Это обусловлено тем, что определитель матрицы Гессе в точке установившегося режима равен нулю. Однако даже небольшое смещение в сторону от этой точки обеспечивает надежную сходимость к точке ближайшего предельного режима.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье было продемонстрировано, что предложенный метод – эффективный инструмент для определения ближайшего предельного режима. Важная его особенность заключена в том, что вычисляется кратчайшее расстояние до границы области существования режима. Дальнейшие исследования будут связаны с решением задачи поиска ближайшего предельного режима для реальных объединенных энергосистем.

В настоящее время в работе рассматриваются только обычные седловые точки. Перед применением предложенного метода к моделям энергосистемы большой размерности необходимо рассмотреть особые точки, обусловленные ограничениями (в первую очередь – ограничениями по реактивной мощности для генератора) [5, 6]. Другая задача, которую необходимо рассмотреть – вопрос моделирования генерации и нагрузки (например, вопрос фиксации коэффициента мощности для нагрузочного узла) [7].

Главная область применения предлагаемого метода – оценка устойчивости энергосистемы в режиме "онлайн". Для обычных алгоритмов поиска предельного режима необходимо задавать направление утяжеления для определения запаса. Но топология энергосистемы, ее режим меняются со временем и выбранное направление не обязательно будет соответствовать кратчайшему расстоянию до границы области существования режима. Для программ контроля запаса устойчивости в режиме "онлайн" необходимо изменять направление утяжеления после изменений в энергосистеме, что трудно обеспечить автоматически. Предложенный же метод не использует предварительно заданное направление утяжеления, а позволяет прямо определить ближайший предельный режим.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Milano, F. / Power System Modeling and Scripting // Power Systems 2009: Springer.
- [2] Ajarapu V., Christy.C. / The Continuation Power Flow: a Tool for Steady State Voltage Stability Analysis // IEEE Transactions on Power Systems, 1992. 7(1): p. 416–423.
- [3] Chiang H.D., Flueck.A.J., Shah K.S., Balu N. / CPFLOW: A Practical Tool for Tracing Power System Steady-State Stationary Behavior due to Load and Generation Variations // IEEE Transactions on Power Systems, 1995. 10(2): p. 623–634.
- [4] Mendoza-Armentaa S., Fuerte-Esquivelb C.R., Becerril R. / A numerical study of the effect of degenerate Hopf bifurcations on the voltage stability in power systems // Electric Power Systems Research, 2013. 101: p. 102-109.
- [5] Razmi H., Shayanfar H.A., Teshnehlab M. / Steady state voltage stability with AVR voltage constraints // Electrical Power and Energy Systems, 2012. 43: p. 650-659.
- [6] Hongjie J., Xiaodan Y., Xiaodong C. / Impact of the exciter voltage limit to small signal stability region of a three-bus power system // Electrical Power and Energy Systems, 2011. 33: p. 1598-1607.
- [7] Azadani E. N., Canizares C.A., Bhattacharya K. / Modeling and Stability Analysis of Distributed Generation // IEEE Power and Energy Society General Meeting 2012, IEEE: San Diego, CA. p. 1 – 8
- [8] Canizares C.A. / Calculating Optimal System Parameters to Maximize the Distance to Saddle-Node Bifurcation // IEEE Transactions on Circuits and Systems - I: Fundamental Theory and Applications, 1998. 45(3): p. 225–237.
- [9] Avalos R. J., Canizares C.A, Milano F., Conejo A. J. / Equivalency of Continuation and Optimization Methods to Determine Saddle-Node and Limit-Induced Bifurcations in Power Systems // IEEE TRANSACTIONS ON CIRCUITS AND SYSTEMS—I: REGULAR PAPERS, 2009. 56(1): p. 210-223.
- [10] A. Pama, G. Radman / A new approach for estimating voltage collapse point based on quadratic approximation of PV-curves // Electric Power Systems Research, 2009. 79: p. 653-659.
- [11] Gu X., Canizares C.A. / Fast prediction of loadability margins using neural networks to approximate security boundaries of power systems // Generation, Transmission & Distribution, IET, 2007. 1(3): p. 466 – 475.
- [12] Yuferev S., Pazderin A. / Combined newton's method for power flow calculation // 6th IASTED Asian Conference on Power and Energy Systems (AsiaPES 2013) 2013, IASTED. p. 104-107.
- [13] Ili'c M., Zaborszky J./ Dynamic and Control of Large Electric Power Systems // Wiley-Interscience Publication, 2000.



С.2.1-10. Автоматика предотвращения нарушения динамической устойчивости в Тюменской энергосистеме при перегрузке связей с Уралом

Е.И. САЦУК, А.Н. ФИЛИНКОВ, А.В. ЮДИН

ОАО «СО ЕЭС»

Россия

satsuk-ei@so-ups.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *противоаварийная автоматика, динамическая устойчивость, контролируемое сечение, перегруз по мощности, импульсная разгрузка, аварийно-допустимый переток.*

В Тюменской энергосистеме при коротких замыканиях в сети 220кВ вследствие наличия большого объема двигательной (в первую очередь синхронной) нагрузки может произойти массовое погашение нагрузки, что является возможной причиной нарушения устойчивости на связях Тюменской энергосистемы с ОЭС Урала. Это же подтверждают аварии 2005 и 2014гг, произошедшие в Нижневартовском энергорайоне, при которых в результате КЗ в сети 220 кВ происходило погашение потребителей объемом до 1000 МВт.

Исследования, проведенные ОАО «НТЦ ЕЭС» по заказу ОАО «СО ЕЭС» показали, что причиной погашения потребителей являлось наличие в Тюменской энергосистеме большого объема синхронной нагрузки. В переходных процессах вследствие снижения напряжения во время КЗ синхронные двигатели тормозились, что приводило к возникновению зоны пониженного напряжения, в которую попадали не затронутые аварией энергорайоны. Процесс усугублялся ростом потребления реактивной мощности в узлах нагрузки содержащей асинхронные двигатели, что вело за собой еще большее снижение напряжения.

Лавинообразное снижение напряжения и как следствие погашение большого количества потребителей в Тюменской энергосистеме вызывало аварийный наброс активной мощности на связь Тюменской энергосистемы с ОЭС Урала, что в большинстве случаев приводило к возникновению асинхронного хода по этой связи и отделению Тюменской энергосистемы от ЕЭС. На рис.1 показаны расчетные осциллограммы при коротком замыкании в сети 110кВ.

Для предотвращения нарушения устойчивости при подобных набросах мощности в ОДУ Урала разработана и реализована автоматика разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ) сечения между Тюменской энергосистемой и ОЭС Урала с действием на разгрузку Сургутских ГРЭС при сбросах нагрузки, приводящих к динамическим набросам активной мощности. АРПМ установлена на ПС Тюмень и контролирует суммарный переток активной мощности по следующему сечению: ВЛ 500 кВ Тюмень-Луговая, Тюмень-Нелым, Беркут-Иртыш. Телеизмерение активной мощности ВЛ 500 кВ Беркут-Иртыш передается с ПС Беркут и с ПС Иртыш на ПС Тюмень по отдельным независимым цифровым каналам при этом обеспечивается время передачи, необходимое для обеспечения определения перегрузки по мощности в переходном режиме.

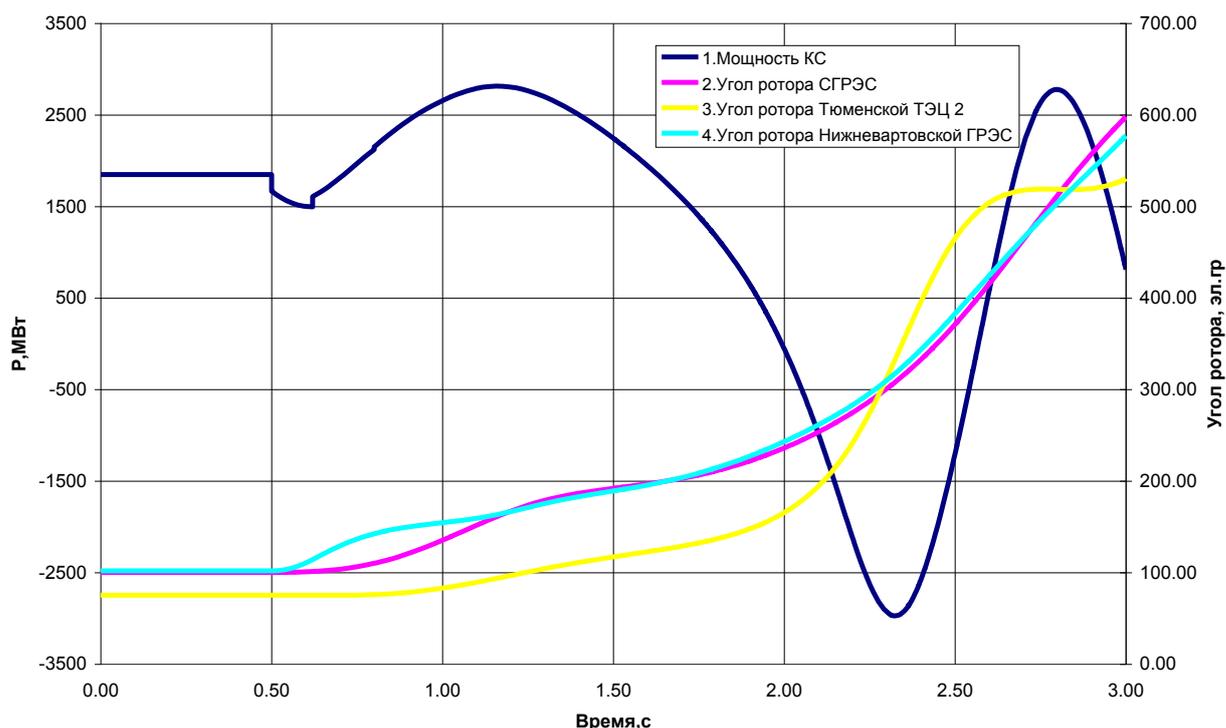


Рис. 1. Активная мощность в контролируемом сечении (КС) и углы роторов электростанций Тюменской энергосистемы при трехфазном КЗ на ПС Сибирская с отключением нагрузки объемом 1000 МВт (Переток мощности в КС в исходном режиме 1850 МВт)

На рис.2 представлена функциональная схема АРПМ. Срабатывание АРПМ производится при превышении перетоком мощности в контролируемом сечении аварийно-допустимого значения в течение заданной выдержки времени. Логическая цепь срабатывания выделена на схеме зеленым цветом. Автоматика по каналам противоаварийной автоматики действует на импульсную разгрузку в сочетании с длительной разгрузкой двух блоков 800 МВт Сургутской ГРЭС-2 (рис.3).

Для повышения надежности несрабатывания предусматривается логическая цепь ввода автоматики в работу при превышении перетоком мощности в контролируемом сечении уставки ввода в течение заданной выдержки времени – выделена на схеме красным цветом. Уставка ввода АРПМ в работу определяется формулой $P_{\text{ввода}} = P_{\text{адп}} - 1100$. Выдержка времени необходима для отстройки от возможных кратковременных изменений перетока в контролируемом сечении, вызванного малыми возмущениями в энергосистеме.

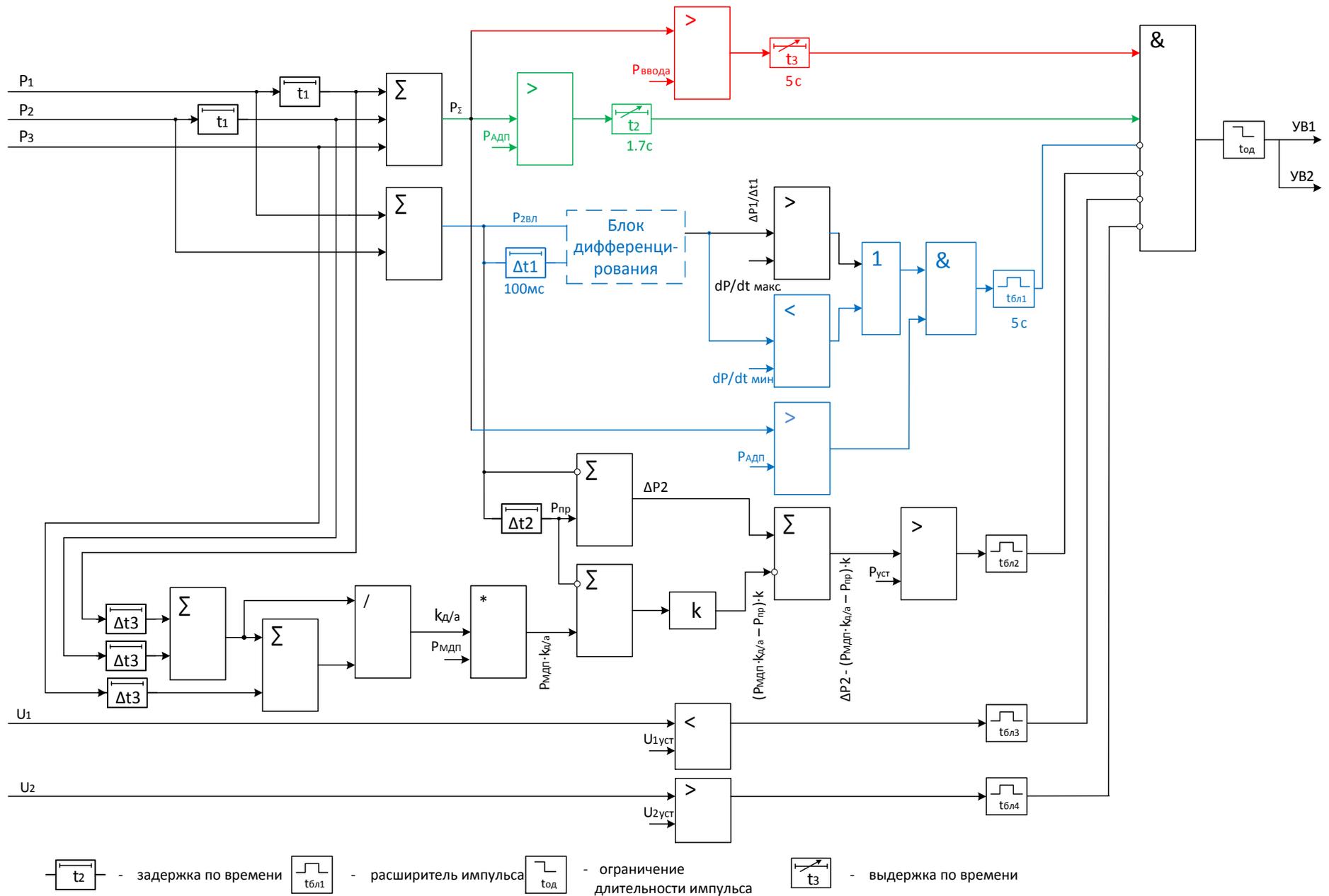


Рис. 2. Функциональная схема АРПМ

Обозначения на рис.3:

- P_1 – активная мощность ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым.
 P_2 – активная мощность ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая.
 P_3 – телеизмерение активной мощности ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут с ПС 500 кВ Беркут и с ПС Иртыш.
 t_1 – компенсация времени передачи ТИ.
 P_{Σ} – текущая мощность в контролируемом сечении.
 $P_{АДП}$ – аварийно допустимый переток в контролируемом сечении.
 $P_{МДП}$ – максимально допустимый переток в контролируемом сечении.
 $P_{2ВЛ}$ – суммарный переток по ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым и ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая.
 t_2 – выдержка времени на срабатывание устройства.
 t_3 – выдержка времени на ввод устройства.
 $t_{ОД}$ – ограничение длительности выходного сигнала.
 Δt_1 – время дифференцирования.
 ΔP_1 – изменение мощности за время Δt_1 .
 Δt_2 – время контроля предшествующего режима.
 Δt_3 – время контроля предшествующего режима.
 $P_{ГР}$ – суммарный переток по ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым и ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая в предшествующем режиме.
 ΔP_2 – сброс мощности при КЗ относительно предшествующего режима.
 $P_{уст}$ – уставка по сбросу мощности.
 $t_{бл1...4}$ – времена блокировки.
 $k_{д/а}$ – коэффициент доаварийного распределения мощности.
 U_1 – напряжение прямой последовательности с ТН ВЛ 500 кВ.
 U_2 – напряжение обратной последовательности с ТН ВЛ 500 кВ.
 $U_{1уст}$ – уставка по напряжению прямой последовательности с ТН ВЛ 500 кВ.
 $U_{2уст}$ – уставка по напряжению обратной последовательности с ТН ВЛ 500 кВ.
 $P_{ввода}$ – уставка по мощности ввода автоматики в работу.
 k – настроечный коэффициент.

Логическая цепь, обеспечивающая блокировку действия АРПМ при скорости изменения перетока мощности в КС «ОЭС Урала - ЭСТО» ниже выбираемой уставки – выделена на схеме синим цветом. Данная блокировка предназначена для предотвращения срабатывания автоматики при аварийных возмущениях вида «сброс нагрузки» менее расчетной величины (1000 МВт), не приводящих к нарушению устойчивости энергосистемы Тюменской области и длительному превышению АДП в послеаварийном установившемся режиме, но создающих условия для работы АРПМ за счет кратковременного превышения перетоком в контролируемом сечении уставки срабатывания в переходном процессе.

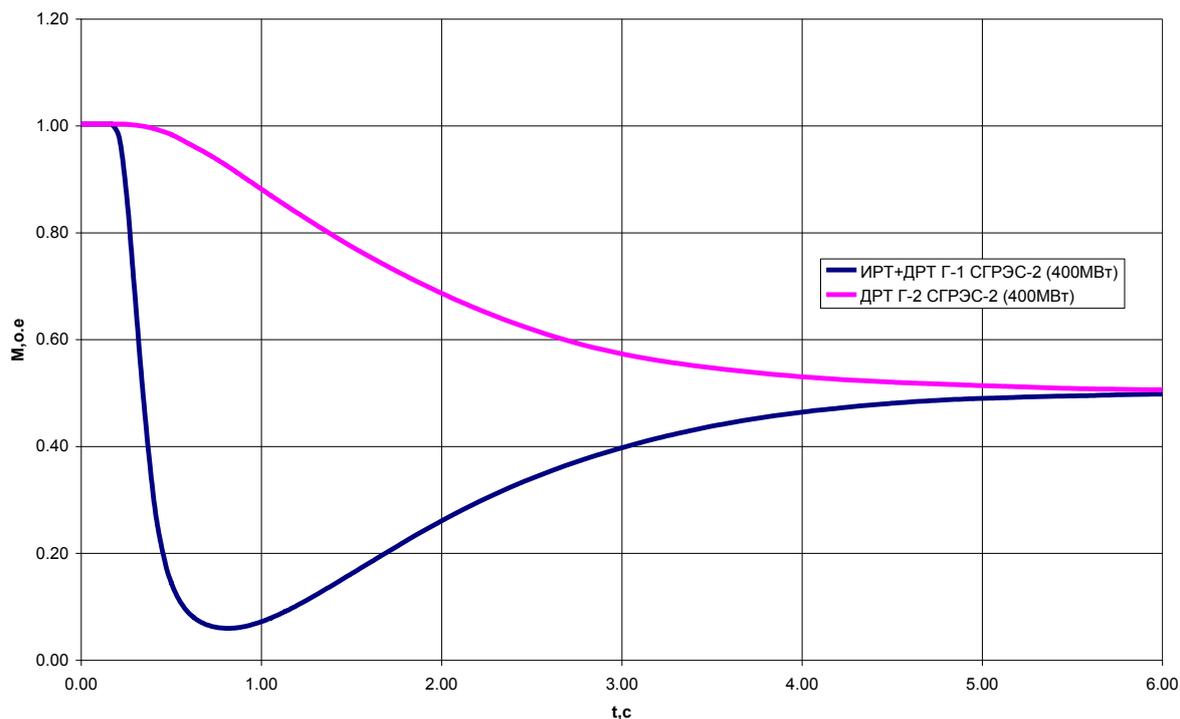


Рис. 3. Характеристика разгрузки турбины 800МВт Сургутской ГРЭС-2

Описанные процессы сопровождаются изменениями перетока мощности в контролируемом сечении со скоростями значительно меньшими, чем скорость изменения перетока при расчетном сбросе мощности.

При фиксации значения напряжения прямой последовательности на шинах 500 кВ ПС 500 кВ Тюмень (U_1) ниже величины уставки по напряжению прямой последовательности ($U_{1уст}$) запускается сигнал блокировки. Функция позволяет исключить срабатывание АРПМ при КЗ в сети 500кВ близких к шинам ПС 500 кВ Тюмень и не приводящих к сбросу нагрузки и нарушению устойчивости.

При фиксации значения напряжения обратной последовательности на шинах 500 кВ ПС 500 кВ Тюмень (U_2) выше величины уставки по напряжению обратной последовательности ($U_{2уст}$) запускается сигнал блокировки. Функция позволяет исключить срабатывание АРПМ при возникновении КЗ (несимметрии), не приводящих к сбросу нагрузки.

Ввод данной автоматики позволил полностью использовать пропускную способность сечения для выдачи мощности из Тюменской энергосистемы.



С.2.1-11. Накопитель энергии как средство противоаварийного управления на примере сети электроснабжения о. Русский

А.Ю. АРЕСТОВА, О.И. ГОРТЕ, М.С. ХМЕЛИК, Н.Г. КИРЬЯНОВА

Новосибирский государственный технический университет,

Сколковский институт науки и технологий

А. А. ГРОБОВОЙ

Новосибирский государственный университет,

Сколковский институт науки и технологий

Россия

grobovoy@ieee.org

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Распределенная генерация, Сеть электроснабжения, Микроэнергосистема, Противоаварийная автоматика, Маховиковый накопитель энергии, Автоматическое повторное включение

1 ВВЕДЕНИЕ

Повышенный интерес к сети электроснабжения о. Русский как потенциальной площадке для освоения новых технологий интеллектуальных сетей [1,2] в российских энергосистемах обусловлен двумя обстоятельствами. Во-первых, удобным расположением острова на тихоокеанском побережье России с доступным для освоения потенциалом ветровой, солнечной и волновой энергетики, что стало побудительным мотивом для одного из исследовательских проектов, предпринятых Сколтехом в рамках инициативы по созданию Центра Науки, Инноваций и Образования (ЦНИО) по направлению «Энергетика». Во-вторых, на о. Русский недавно создан кампус Дальневосточного федерального университета (ДВФУ), который может стать одной из российских площадок для отработки технических, коммерческих и информационных решений в области интеллектуальных сетей. Такое стечение обстоятельств обуславливает перспективу применения в сети электроснабжения о. Русский разнообразных источников возобновляемой энергии, требующих применения накопителей энергии, в том числе, в составе так называемой управляемой нагрузки [3]. Возможность применения управляемой нагрузки для коррекции динамических свойств микроэнергосистемы, например, на о. Русский, представляет одну из инновационных задач, которая может быть решена в рамках упомянутого исследовательского проекта.

В зависимости от их назначения, накопители энергии могут обеспечивать поддержание нормируемых уровней либо напряжения, либо частоты в энергосистеме, либо и того и другого вместе, т. е. применяться для управления установившимися или квазиустановившимися режимами в энергосистемах. Но характеристики некоторых типов накопителей (мощность, энергоёмкость, времена заряда и разряда, время реакции на сигнал управления, и т.д.) позволяют применять их также в качестве устройств управления аварийными и послеаварийными режимами энергосистем, т.е. переходными режимами.

К настоящему времени на о. Русский введены в эксплуатацию три современные когенерационные мини-ТЭЦ на базе газовых турбин и котлов-утилизаторов. Пока электроснабжение острова происходит по двум линиям электропередачи (ЛЭП) 220 кВ от

Приморской энергосистемы, в то время как мини-ТЭЦ производят только тепловую энергию. По мере выполнения нормативных требований для подключения источников распределенной генерации к Приморской энергосистеме, мини-ТЭЦ о. Русский станут генерировать и электрическую энергию в условиях параллельной работы с энергосистемой. Не исключена также и автономная работа сети электроснабжения о. Русский. Примерное расположение мини-ТЭЦ, подстанций, распределительной сети 35 кВ и межсистемной связи 220 кВ на о. Русский приведено на рис. 1.

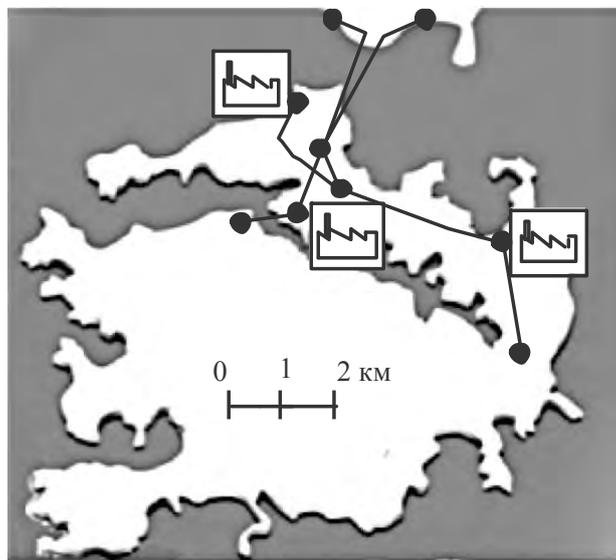


Рис. 1: Эскиз сети электроснабжения о. Русский

Условия параллельной работы сети электроснабжения о. Русский с Приморской энергосистемой, равно как и условия ее аварийного отключения от энергосистемы, требуют дополнительных исследований. Необходимо выяснить, какими средствами могут быть обеспечены нормативные требования по переходу сети электроснабжения о. Русский из режима параллельной работы в режим автономной работы в случае внезапного отключения от энергосистемы. Следует ли применять традиционные средства автоматики энергосистем, например, устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР), устройства автоматического повторного включения линий электропередачи (АПВ) и т.д., если на этапе проектирования автономной энергосистемы предусмотрено применение быстродействующих накопителей энергии. Насколько в этом случае могут быть изменены условия практической реализации системы противоаварийного управления. Например, в случае необходимости применения устройств АПВ на ЛЭП 220 кВ, соединяющих о. Русский с материком, возможно, есть смысл исследовать эффективность применения накопителей энергии для увеличения бестоковой паузы АПВ, расширяя тем самым диапазон разнообразных способов АПВ, что может повлиять и на условия проектирования систем противоаварийного управления для системы электроснабжения о. Русский.

2 МОДЕЛИ СЕТИ И ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 Модель сети электроснабжения о. Русский

На этапе предварительного анализа динамических свойств энергокластера о. Русский применена расчетная схема, приведенная на рис. 2. Она соответствует текущему состоянию источников генерации, номинальные параметры которых приведены в Табл. 1. Величины нагрузок приблизительно отражают возможное распределение потребителей по подстанциям и обеспечивают баланс мощностей с учетом перетока активной мощности из Приморской энергосистемы.

Предполагалось, что нагрузочный узел L1 представляет нагрузку ДВФУ, в состав сети электроснабжения кампуса которого могут входить один или несколько накопителей энергии. Резервные дизель-генераторы на мини-ТЭЦ в ведении режима не участвуют и приведены в

турбоагрегата, по первой производной скорости вращения и по температуре выхлопных газов. Выходной сигнал системы регулирования формируется по наименьшему значению из этих трех сигналов. Синхронный генератор представлен известной моделью шестого порядка, которая может быть найдена, например, в [5]. Системы возбуждения синхронных машин были представлены традиционной моделью IEEE типа AC4A [6]. Модели регулятора скорости входят в состав модели газовой турбины и обеспечивают 5%-й статизм регулирования.

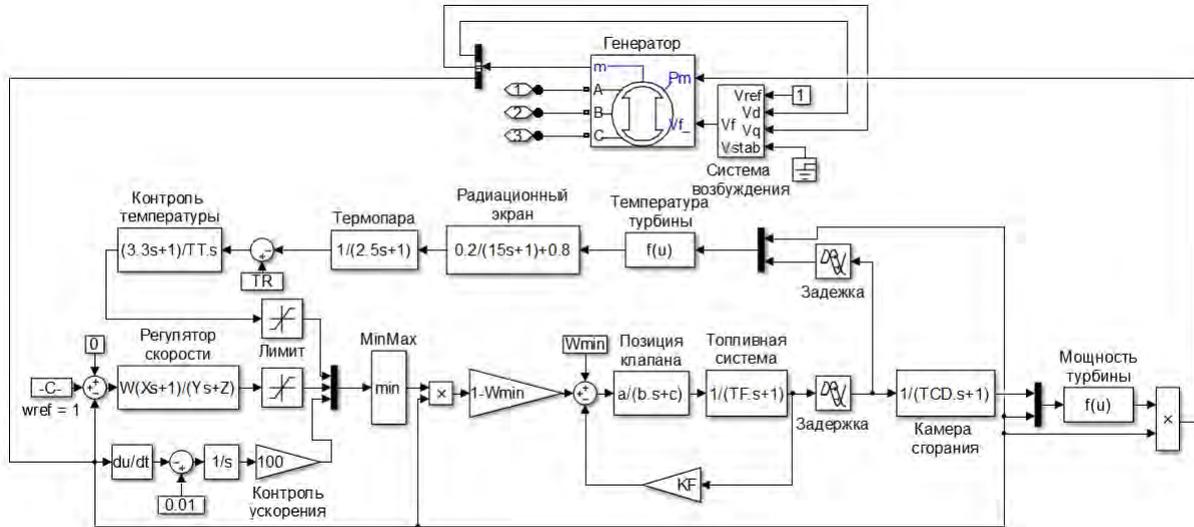


Рис. 3: Модель газовой турбины и синхронного генератора в формате MATLAB/Simulink/SimPowerSystems

2.3 Модель противоаварийной автоматики

Модель устройств АЧР в настоящей работе служит только для оценки концептуальной возможности совместного применения накопителя энергии и АЧР, и поэтому воспроизводит устройства АЧР приближенно, формально, впрочем, отражая требования, предъявляемые к этой автоматике отраслевыми стандартами в отечественных энергосистемах [7]. Модель предусматривает действие устройств АЧР-I, предназначенных только для ограничения снижения частоты в энергосистеме. Функцию восстановления частоты в настоящем исследовании выполняет накопитель энергии.

Модель устройства АЧР, реализованная для решения поставленной задачи, приведена на рис. 4, и представлена четырьмя ступенями с начальным порогом срабатывания 48,8 Гц и шагом между формированием отключающих сигналов 0,2 Гц. Предполагалось, что в каждом узле нагрузки расчетной схемы установлено устройство АЧР-I; мощность отключаемых ступеню АЧР потребителей электроэнергии составляла 10% от исходной мощности нагрузки в узле.

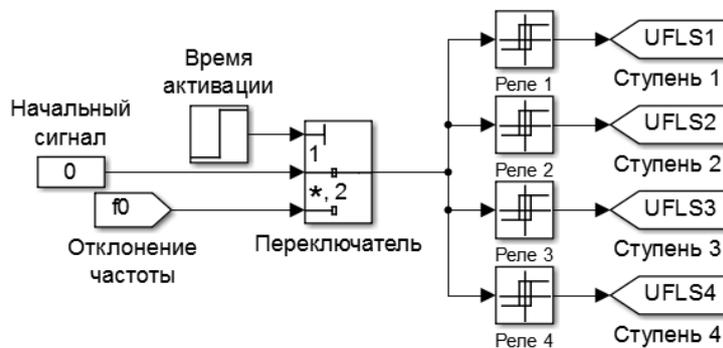


Рис. 4: Модель устройства АЧР в формате MATLAB/Simulink

2.4 Модель накопителя энергии

В качестве накопителя энергии в настоящей работе рассмотрен маховиковый накопитель на базе асинхронной машины, связанный с энергосистемой преобразователем, состоящим из конвертора на стороне машины и конвертора на стороне сети, которые обеспечивают преобразование переменного напряжения в постоянное и обратно. Поскольку цель исследования состоит в том, чтобы выявить только концептуальную возможность применения накопителей энергии в системе противоаварийного управления сети электроснабжения о. Русский, эта модель в полной мере соответствует поставленной задаче. На рис. 5 представлена модель накопителя в формате MATLAB/Simulink, заимствованная из [7] и примененная в настоящем исследовании.

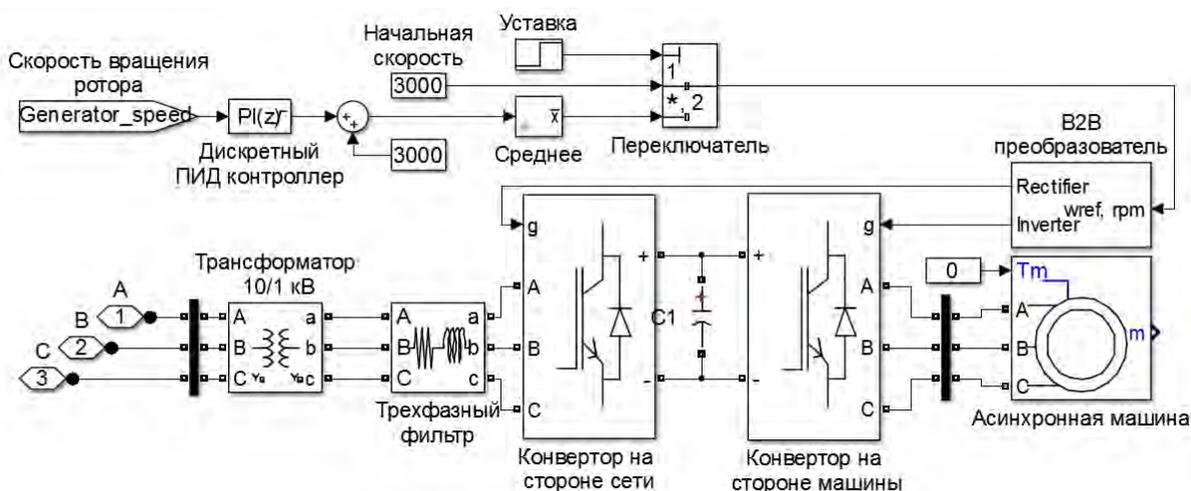


Рис. 5: Модель маховикового накопителя энергии в формате MATLAB/Simulink

Реакция накопителя на прямоугольный управляющий импульс в простейшей схеме “накопитель - шины неизменного напряжения” приведена на рис. 6, и дает представление о применимости этой модели для исследования влияния накопителя на переходные процессы в сети электроснабжения о. Русский.¹

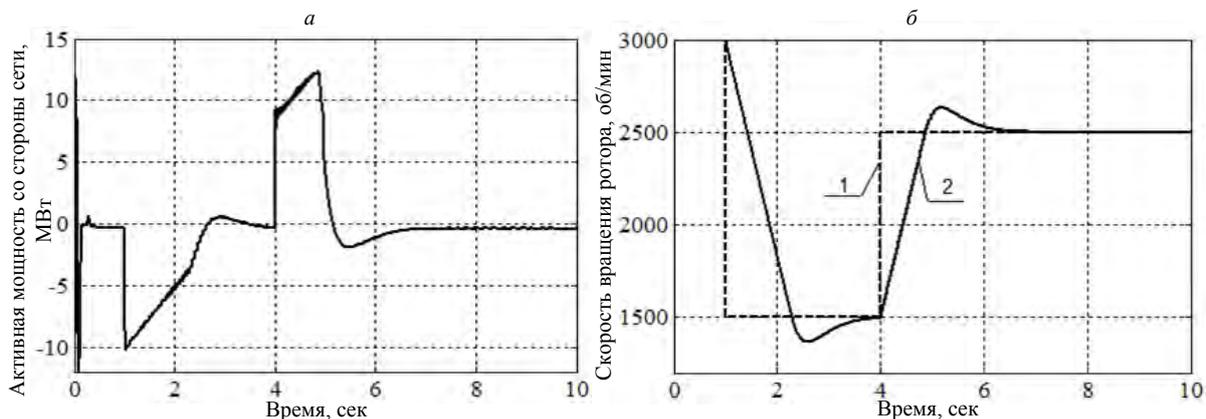


Рис. 6: а - изменение активной мощности модели накопителя, и б – реакция модели накопителя на изменение уставки по скорости: 1 – уставка по скорости, 2 – реакция накопителя

¹ Отдавая себе отчет, что любые математические модели такого рода устройств управления переходными режимами микроэнергосистем требуют их верификации, желательно - в естественных условиях, авторы настоящей работы намерены инициировать проведение серии натурных испытаний новых технических средств в составе сети электроснабжения о. Русский, в том числе накопителей энергии, которые могут быть поставлены для полигона микроэнергосистем на о. Русский, например, компанией “Русский сверхпроводник”.

3 ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

В качестве расчетных возмущений для исследования эффективности применения маховикового накопителя энергии рассмотрены: 1) аварийное отсоединение сети электроснабжения о. Русский от Приморской энергосистемы, вызывающее возникновение дефицита активной мощности в распределительной сети острова и срабатывание устройств АЧР, и 2) аварийное отключение связи 220 кВ между о. Русский и Приморской энергосистемой с успешным АПВ ВЛ.

3.1 Переход в автономный режим работы

Результаты расчета переходных процессов в случае аварийного отсоединения сети электроснабжения о. Русский (например, в результате действия ПА в Приморской энергосистеме или в сети электроснабжения о. Русский) приведены на рис. 7. Из рисунка следует, что совместное действие устройств АЧР и накопителя энергии способствует эффективному демпфированию колебаний частоты в автономной энергосистеме. Более того, в случае возникновения дефицита мощности в сети электроснабжения острова, накопитель энергии может способствовать сокращению объема отключения потребителей устройствами АЧР. Разумеется, эффективность такого средства зависит от параметров накопителя энергии, которые еще не всегда отвечают требованиям эксплуатации, но прогресс в этой области техники позволяет надеяться, что в скором времени применение накопителей энергии в сетях низкого и среднего классов напряжения станет экономически целесообразным.

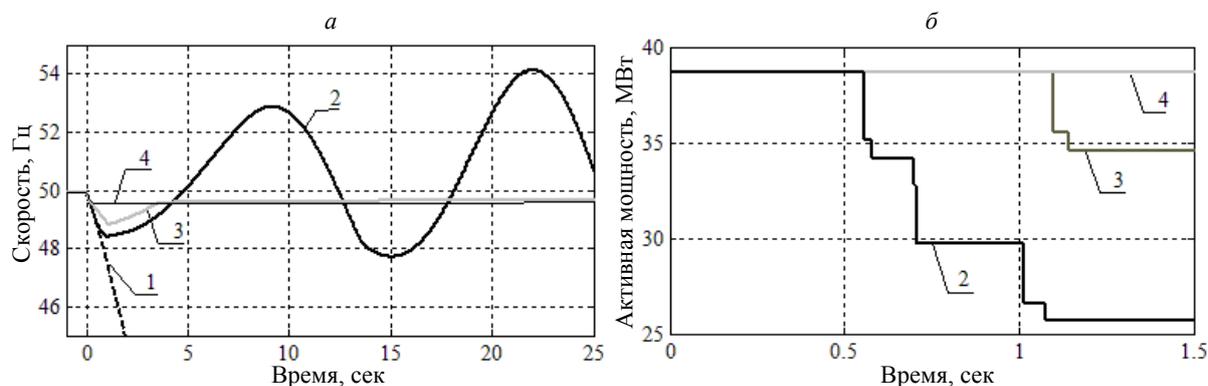


Рис. 7: *а* – скорость ротора эквивалентного генератора мини-ТЭЦ Центральная в случае аварийного отсоединения от Приморской энергосистемы, и *б* – результат действия АЧР: 1 – без управляющих воздействий, 2 – с действием АЧР, 3 – с действием АЧР и накопителя энергии мощностью 6 МВт, 4 – с действием АЧР и накопителя энергии мощностью 14 МВт

3.2 Отключение линии связи с последующим АПВ

Рис. 8 иллюстрирует результаты расчетов с целью определения максимально допустимой по условию устойчивости бестоковой паузы трехфазного АПВ на линии связи о. Русский с Приморской энергосистемой. В качестве критерия допустимости выбранной паузы АПВ служила скорость вращения ротора эквивалентного генератора мини-ТЭЦ Центральная. Из рисунка следует, что без управляющих воздействий максимальная бестоковая пауза АПВ составляет 0.5 секунд, в то время как применение накопителя мощностью, например, 6 МВт увеличивает допустимую паузу до 0.6 секунд, а 14 МВт – до 0.9 секунд.

На рис. 9 приведены взаимные углы между эквивалентным генератором Приморской энергосистемы и мини-ТЭЦ на о. Русский, когда бестоковые паузы АПВ соответствуют величинам, приведенным в подрисуночной надписи к рис. 8.

Рис. 9, *а* и 9, *б* позволяют сопоставить качество переходных процессов, когда длительность паузы АПВ достигает предельного по условию устойчивости значения (0.5 сек) и недопустимого (0.6 сек). Рис. 9, *в* – 9, *е* иллюстрируют характер переходных процессов в условиях применения накопителя энергии и увеличенных значениях бестоковой паузы АПВ.

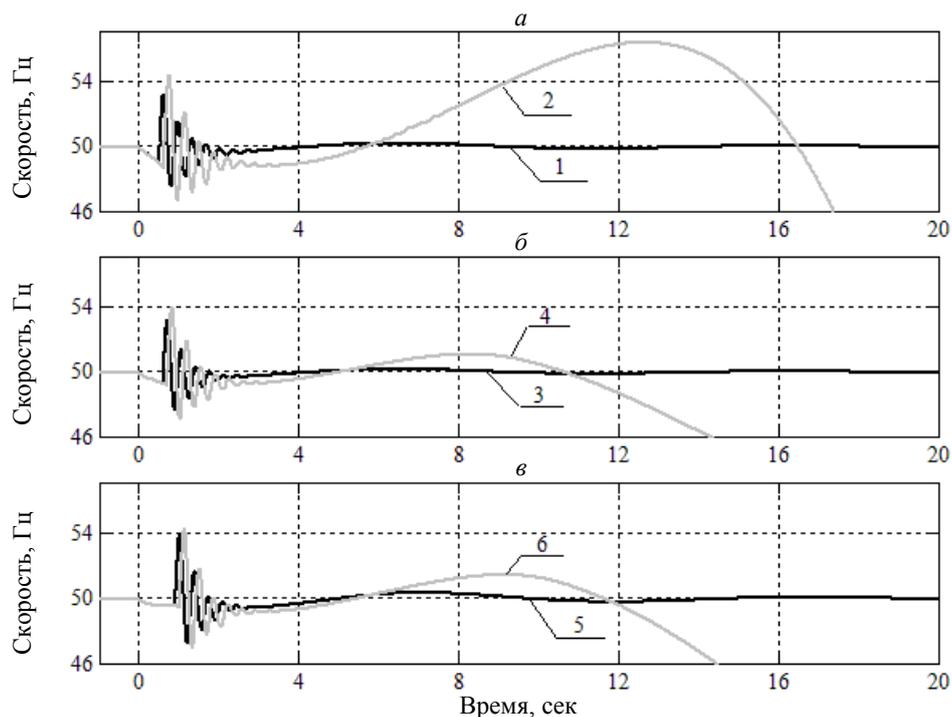


Рис. 8: Скорость ротора эквивалентного генератора мини-ТЭЦ Центральная: *а* – без управляющих воздействий, *б* – с действием накопителя энергии мощностью 6 МВт, *в* – с действием накопителя энергии мощностью 14 МВт при паузе АПВ: 1 – 0.5 сек, 2, 3 – 0.6 сек, 4 – 0.7 сек, 5 – 0.9 сек, 6 – 1 сек

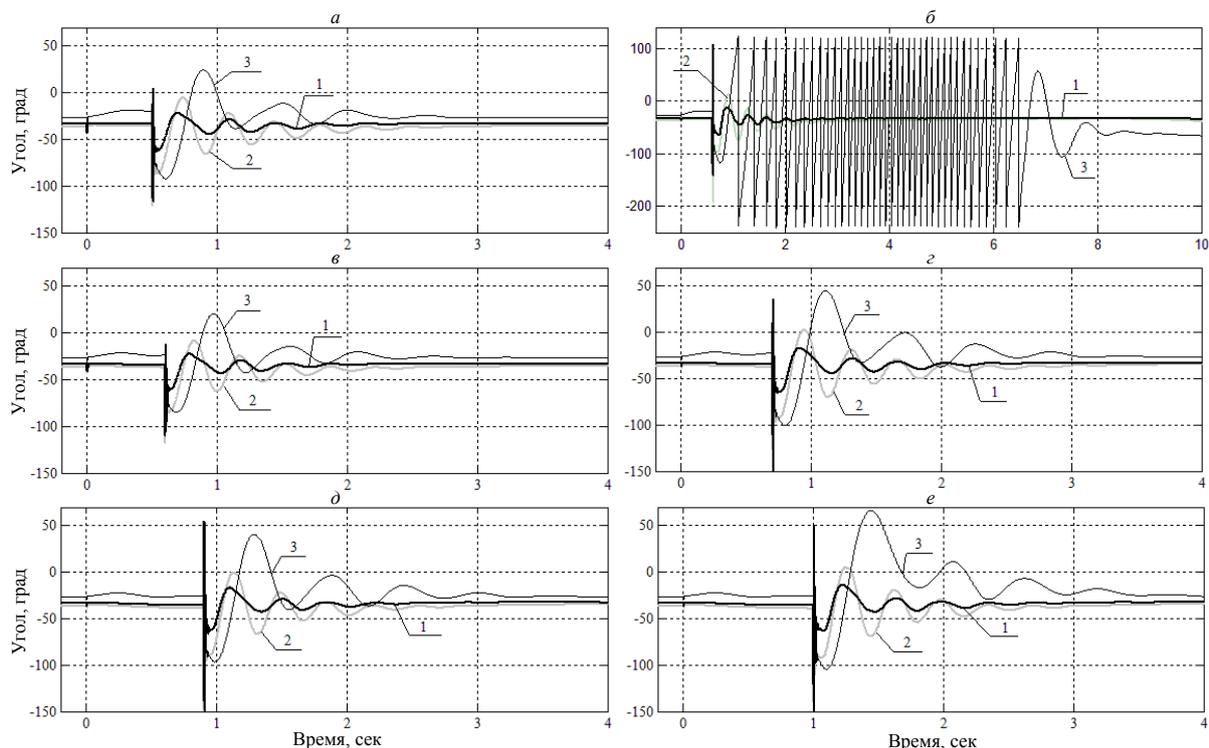


Рис. 9: Взаимные углы между эквивалентным генератором Приморской энергосистемы и: 1 – мини-ТЭЦ Северная, 2 - мини-ТЭЦ Центральная, 3 - мини-ТЭЦ Океанариум: *а* – без управляющих воздействий и паузе АПВ 0.5 сек, *б* – без управляющих воздействий и паузе АПВ 0.6 сек, *в* – с действием накопителя энергии мощностью 6 МВт и паузой АПВ 0.6 сек, *г* – с действием накопителя энергии мощностью 6 МВт и паузой АПВ 0.7 сек, *д* – с действием накопителя энергии мощностью 14 МВт и паузой АПВ 0.9 сек, *е* – с действием накопителя энергии мощностью 14 МВт и паузой АПВ 1 сек

4 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Созданные в ходе выполнения настоящей работы тестовые модели существующей схемы сети электроснабжения о. Русский и модели устройств АЧР, а также использованная модель газовой турбины для расчета устойчивости в энергосистемах и модель накопителя энергии на базе асинхронной машины могут быть применены для проектирования и создания микроэнергосистемы или виртуальной электростанции на базе кампуса ДВФУ или сети электроснабжения о. Русский.

Отдельные модели могут быть использованы заинтересованными организациями в проектах интеграции интеллектуальных микроэнергосистем в российские энергосистемы.

Маховиковый накопитель энергии – это эффективное средство демпфирования низкочастотных колебаний, возникающих в микроэнергосистемах в результате аварийных возмущений. Этот тип накопителя может уже в ближайшее время быть интегрирован в систему противоаварийного управления микроэнергосистемами, с тем чтобы верифицировать его математические модели и подтвердить или опровергнуть эффективность его применения для управления переходными режимами интеллектуальных сетей.

В отдельных случаях действие маховикового накопителя энергии может способствовать выполнению тех или иных видов АПВ, что, в прочем, требует дополнительных исследований в разнообразных схемах присоединения микроэнергосистем к сетям электроснабжения.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] О.И. Горте, Н.Г. Кирьянова, М.С. Хмелик и др. Остров Русский – экспериментальная площадка для исследования противоаварийной автоматики микроэнергосистем // Сборник докладов XXII научно-практической конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем». - Москва, 2014. - С. 627-633.
- [2] European Smart Grids technology platform. Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future. European commission. – 2006.
- [3] Стычинский З., Воропай Н. Возобновляемые источники энергии: Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика. – Магдебург: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2010. – 209 с.
- [4] W. I. Rowen. Simplified mathematical representations of heavy-duty gas turbines. Trans. ASME, J. Eng. Power, vol. 105, no. 1, pp. 865–869, 1983.
- [5] Горев А. Переходные процессы синхронной машины. - Л.: Наука, 1985. – 502 с..
- [6] P. Kundur. Power System Stability and Control. New York, McGraw-Hill, 1994.
- [7] Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. СТО59012820.29.240.001-2011, Москва, 2011 г.
- [8] R. Sebastian., R. Pena Alzola. Flywheel energy storage systems: review and simulation for an isolated wind power system // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012.



С.2.1-12. Улучшение динамической устойчивости генерирующих установок малой мощности применением асинхронизированных синхронных генераторов с фазовой форсировкой возбуждения

О.Ю. МАЛОЗЕМОВА, П.В. ЧУСОВИТИН
ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»,
УралЭНИН, кафедра «Автоматизированные электрические системы»
Россия
malozemovao@yandex.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Асинхронизированный синхронный генератор, генерирующие установки малой мощности, динамическая устойчивость, распределительные сети.

1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время происходит увеличение числа установок малой мощности в распределительных сетях. Данные установки позволяют собственникам снизить зависимость (а иногда полностью не зависеть) от внешней сети и снизить расходы на тепло- и электроэнергию. Однако внедрение данных объектов порождает множество вопросов, которые предстоит решить энергетическому сообществу.

В Европе малая генерация в большей степени представлена возобновляемыми источниками, как солнечные и ветряные электростанции, основная проблема которых заключается в нестабильности первичного источника [1],[2]. Если солнечная электростанция генерирует электроэнергию посредством фотоэлементов и преобразует частоту с помощью полупроводниковых преобразователей, то для ветряных электростанций необходимо решить вопрос непостоянности механического момента. В качестве решения данной проблемы широко рассматривается вопрос применения асинхронизированных синхронных генераторов (АСГ).

В России вопрос стоит несколько иначе. Малая генерация в основном представлена установками на органическом топливе. Вопрос переменности вращающего момента, а значит, регулирования частоты вращения, в нормальном эксплуатационном режиме отсутствует. Одна из проблем эксплуатации таких установок малой генерации заключается в недостаточной устойчивости используемых в них генераторов, связанная с их небольшой инерцией.

В качестве решения данной проблемы также предлагается использовать АСГ, но иного типа. В отличие от обычных синхронных генераторов (СГ) АСГ обладают большей устойчивостью к динамическим возмущениям. В данный момент в Европе применяются АСГ с тиристорными преобразователями частоты. Однако данное решение является дорогостоящим.

Для турбогенераторов не требуется регулировать частоту вращения в таком широком диапазоне и так многократно, как для ветрогенераторов, поэтому предлагается использовать АСГ, позволяющие поворачивать поле ротора без возможности вращать его с какой-либо частотой. Данные машины лишь на 20-30% дороже обычных СГ. При таком незначительном удорожании в стоимости данный генератор может сохранять устойчивость в более широком диапазоне возмущений.

В отличие от традиционной форсировки возбуждения, увеличивающей модуль ЭДС генератора в переходном процессе, фазовая форсировка дополнительно поворачивает ЭДС, увеличивая площадку торможения. В ходе исследования на базе программного обеспечения Matlab Simulink создана модель АСГ с двумя контурами по оси d и двумя контурами по оси q . В статье представлен результат исследования поведения смоделированной установки в распределительной сети при возникновении короткого замыкания. Показано увеличение зоны сети, короткое замыкание в которой будет устойчивым.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Конструкция и принцип работы

АСГ для ветряных установок содержат преобразователи частоты, которые питают ротор переменным током необходимой частоты. Необходимость этого вызвана тем, что внешний крутящий момент часто изменяется и требуется изменять частоту тока ротора для поддержания постоянной частоты тока, выдаваемого в сеть. Конструкция такого АСГ по сути представляет собой асинхронную машину с фазным ротором (рисунок 1-а) [3].

Для установок на сгораемом топливе проблема переменного вращающего момента не актуальна. Но, если говорить об источниках малой генерации, генераторы имеют малую постоянную инерции и, как следствие, плохо выдерживают динамические возмущения. Поэтому предлагается использовать АСГ, который имеет две роторные обмотки, сдвинутые на 90° , питающиеся постоянным током (рисунок 1-б) [4]. На рисунке пунктирными линиями показана дополнительная обмотка, размещаемая на роторе. В данной конструкции отсутствуют преобразователи частоты, так как обе обмотки питаются постоянным током. Кроме того постоянный ток в обмотке ротора позволяет избежать вихревых токов в роторе и делать ротор массивным, а не шихтованным.

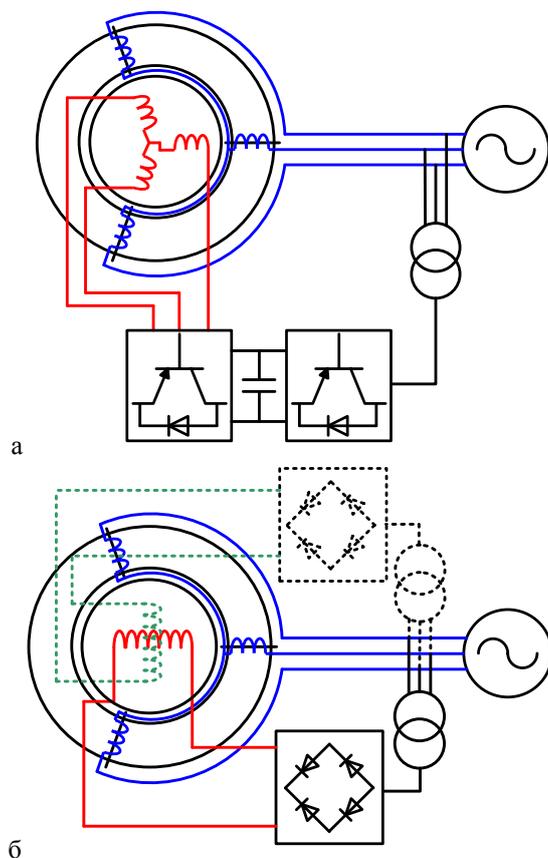


Рис. 1: Конструкция простого АСГ (а) и рассматриваемого АСГ (б)

2.2 Повышение устойчивости

При наличии двух обмоток на роторе ЭДС можно поворачивать за счет изменения соотношения токов в них. Возможность поворачивать ЭДС позволяет увеличить площадку торможения и, тем самым, повысить устойчивость генератора к возмущениям [5]. Увеличение площадки ускорения за счет смещения угловой характеристики представлено на рисунке 2 (в реальности процессы более сложные, но качественную оценку можно провести по угловым характеристикам). Зеленым цветом показана характеристика нормального режима. Во время возмущения характеристика снижается (показано красным цветом), образуется площадка ускорения F_y . В послеаварийном режиме, например при отключении линии, характеристика чуть ниже характеристики исходного режима (показана синим цветом). Получившаяся площадка торможения F_{T1} , как видно из рисунка, намного меньше площадки ускорения. В этом случае, переход является неустойчивым. При применении фазовой форсировки характеристика послеаварийного режима смещается и площадка торможения увеличивается (дополнительная площадка торможения показана как F_{T2}). При смещении характеристики можно получить такую площадку торможения, которая сравняется с площадкой ускорения и позволит сделать переход устойчивым.

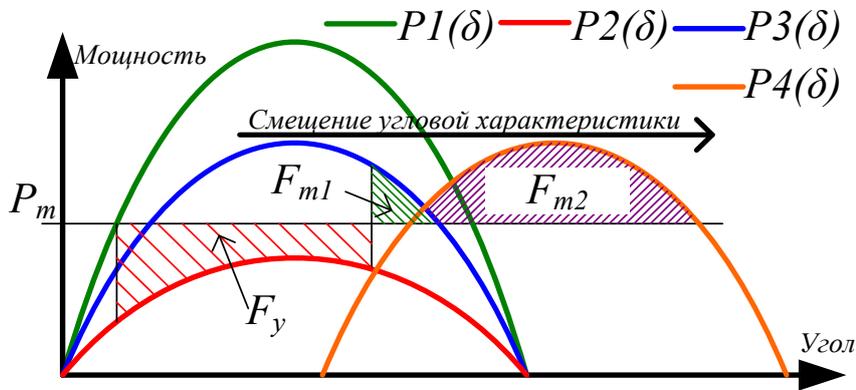


Рис. 2: Угловые характеристики для одномашинной системы с АСГ

Так в нормальном режиме генератор работает как обычный синхронный генератор (СГ). Ток присутствует только в обмотке, расположенной по оси d, и данный ток создает ЭДС по оси q (рисунок 3-а). При возникновении возмущения происходит форсировка возбуждения, ток в обмотке, расположенной по оси d возрастает, а также возникает ток в обмотке расположенной по оси q. В результате имеем две составляющие ЭДС по двум осям (рисунок 3-б). Изменяя соотношение токов в обмотках можно повернуть ЭДС на требуемый угол.

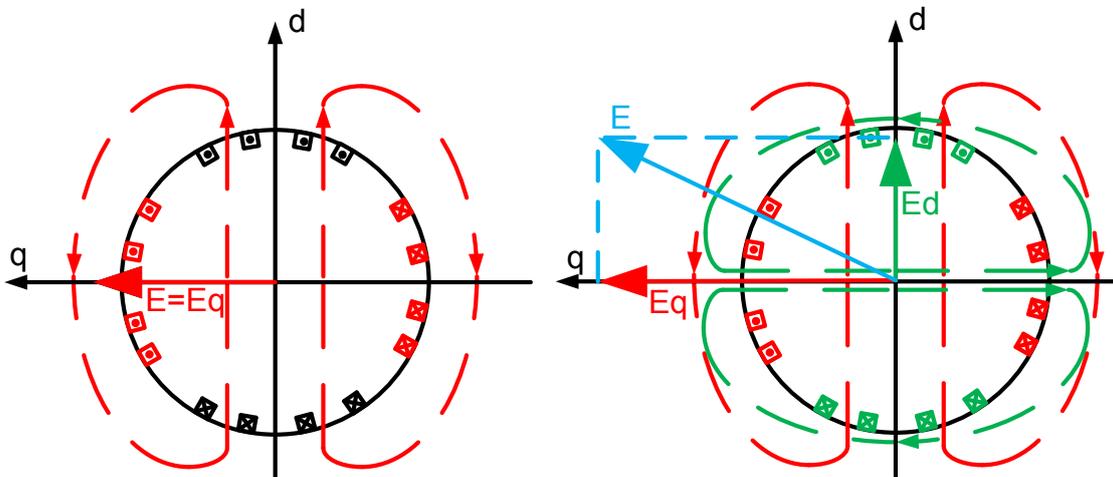


Рис. 3: Вектор ЭДС в нормальном (а) и переходном (б) режимах

2.3 Модель

Модель обычного синхронного генератора с демпферными контурами описывается системой из одиннадцати дифференциальных уравнений (1) (уравнением для оси 0 пренебрегаем, считаем, что система симметрична). Шесть уравнений для напряжений: два первых дифференциальных уравнения записываются для поперечной и продольной обмоток статора. Три следующих уравнения записываются для обмоток ротора. В обмотки ротора входят обмотка возбуждения, поперечная и продольная демпферные обмотки. Аналогично записываются уравнения для потокосцеплений. Одиннадцатое дифференциальное уравнение описывает связь изменения угла генератора в зависимости от небаланса между механическим и электромагнитным моментами [6],[7].

Добавление дополнительной обмотки по оси q вводит в систему еще два уравнения. До этого рассматривались ток возбуждения, потокосцепление тока возбуждения и напряжение возбуждения только по оси d. Теперь добавляются аналогичные величины по оси q, и система будет выглядеть следующим образом (добавленные уравнения выделены красным цветом):

$$\left\{ \begin{array}{l} U_d = \frac{d\Psi_d}{dt} - \Psi_q \omega - R i_d \\ U_q = \frac{d\Psi_q}{dt} + \Psi_d \omega - R i_q \\ U_{fd} = \frac{d\Psi_{fd}}{dt} + R_f i_{fd} \\ U_{fq} = \frac{d\Psi_{fq}}{dt} + R_f i_{fq} \\ 0 = \frac{d\Psi_D}{dt} + R_D i_D \\ 0 = \frac{d\Psi_Q}{dt} + R_Q i_Q \\ \Psi_d = -L_d i_d + L_{ad} i_f + L_{ad} i_D \\ \Psi_q = -L_q i_q + L_{aq} i_Q \\ \Psi_{fd} = L_f i_{fd} + L_{ad} i_D - L_{ad} i_d \\ \Psi_{fq} = L_f i_{fq} + L_{aq} i_Q - L_{aq} i_q \\ \Psi_D = L_{ad} i_f + L_D i_D - L_{ad} i_d \\ \Psi_Q = L_Q i_Q - L_{aq} i_q \\ \tau_j \frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{P_t - P_e}{1 + \Delta\omega} \end{array} \right. \quad (1)$$

где U_d, U_q – напряжения статора вдоль осей d и q соответственно, В; U_{fd}, U_{fq} – напряжение на обмотках возбуждения вдоль осей d и q соответственно, В; Ψ_d, Ψ_q – потокосцепления статорных контуров по осям d и q соответственно, Вб; Ψ_{fd}, Ψ_{fq} – потокосцепление обмоток возбуждения вдоль осей d и q соответственно, Вб; Ψ_D, Ψ_Q – потокосцепления демпферных контуров по осям d и q соответственно, Вб; ω – угловая частота, рад/с; R – активное сопротивление статора генератора, Ом; R_f, L_f, i_f – активное сопротивление, индуктивность и ток обмотки возбуждения, R_D, L_D, i_D – то же для демпферного контура по оси d, R_Q, L_Q, i_Q – то же для демпферного контура по оси q; i_d, i_q – ток статора по осям d и q соответственно, А; L_d, L_q – индуктивности обмоток статора по осям d и q соответственно, Гн; L_{ad}, L_{aq} – индуктивность реакции якоря, Гн; τ_j – постоянная инерции генератора, с; $\Delta\omega$ – отклонение скорости генератора, рад/с; P_t – мощность турбины, Вт; P_e – электромагнитная мощность генератора, Вт.

Схема модели, математическое описание которой представлено выше, показана на рисунке 4. Напряжения, скорость вращения ротора генератора, матрица сопротивлений и матрица индуктивностей поступают на блок расчета потокосцеплений, которые рассчитываются в соответствии с системой (1). Далее полученные потокосцепления вместе с матрицей индуктивностей используются для расчета токов. Токи поступают на блок преобразования координат и далее используются для расчета параметров в сети. Из сети извлекается напряжение на шинах генератора, которое через преобразование координат

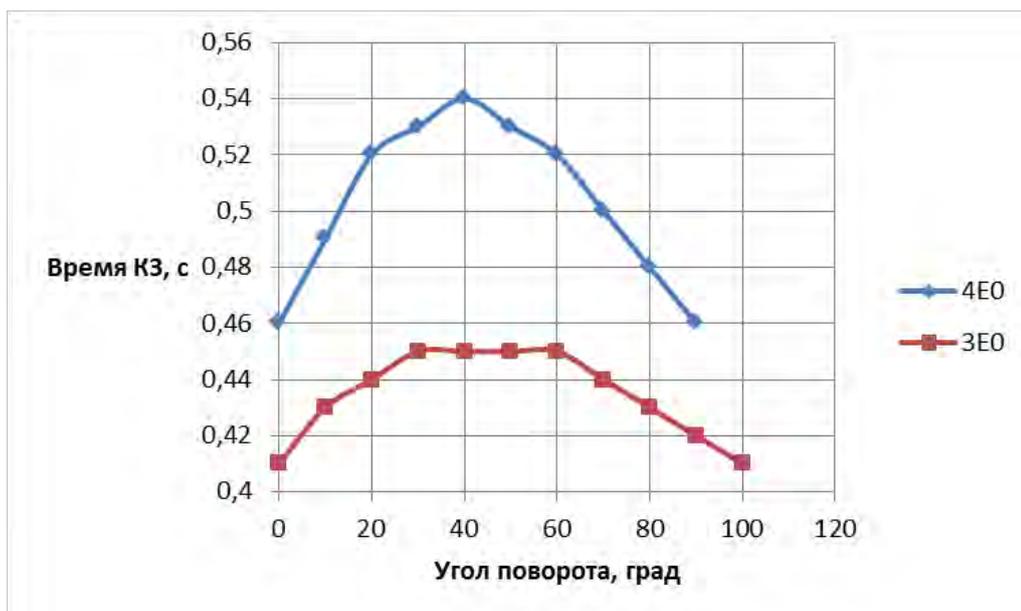


Рис. 6: Зависимость предельного времени короткого замыкания от поворота вектора ЭДС для двухмашинной системы

Как видно из рисунка существует оптимальная фаза поворота ЭДС при которой предельное время короткого замыкания максимальное. При дальнейшем увеличении фазы ЭДС предельное время начинает уменьшаться. Это явление можно объяснить с помощью рисунка 7. На рисунке 7-а показано оптимальное смещение характеристики, при дальнейшем ее смещении, как показано на рисунке 7-б, появляется дополнительная площадка ускорения, благодаря которой и начинает опять снижаться предельное время отключения короткого замыкания.

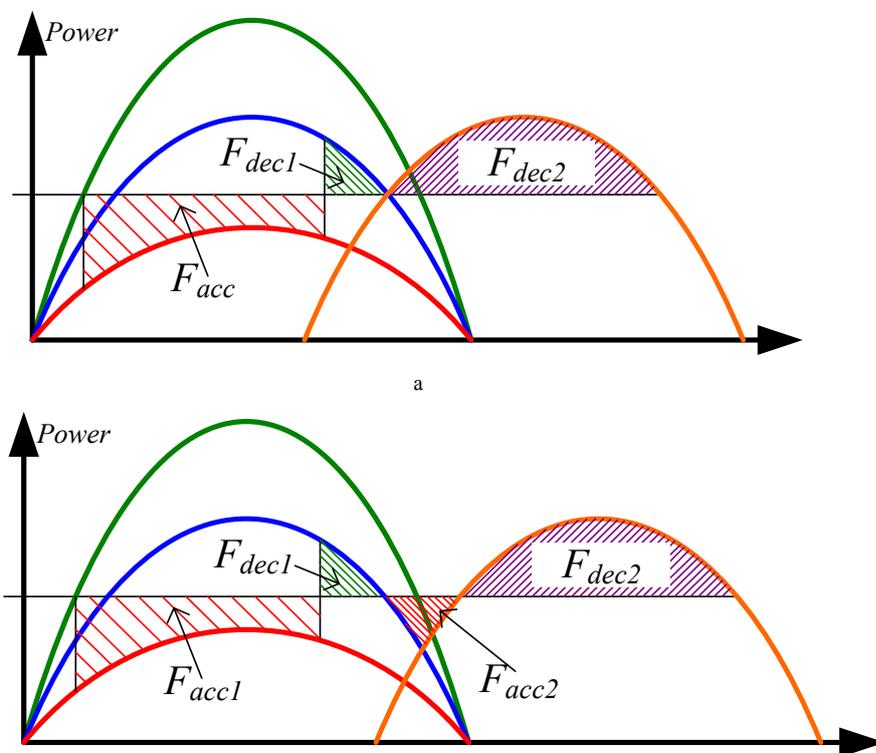


Рис. 7: Выбор оптимальной фазы форсировки

Далее проводилось моделирование генератора, установленного в распределительной сети. Схема распределительной сети представлена на рисунке 8. Распределительная сеть

состоит из центра питания (ЦП) шести трансформаторных подстанций с трансформаторами 10/0,4 кВ и генератора с номинальной мощностью 3 МВт, установленного на одной из подстанций. Суммарное потребление сети 6 МВА.

В ходе эксперимента было обнаружено, что фазовая форсировка возбуждения генератора в распределительной сети дает возможность увеличить зону КЗ, при которых генератор сохраняет синхронную работу. На рисунке 8 пунктиром показана область, КЗ в которой вызывает нарушение устойчивости при обычной форсировке возбуждения, а сплошной линией показана область, КЗ в которой опасно при фазовой форсировке. Как видно, при одном и том же времени короткого замыкания обычный СГ выдерживает КЗ на шинах соседней подстанции, но теряет устойчивость при замыкании на шинах самого генератора. Применение фазовой форсировки позволяет выдерживать КЗ и на шинах генератора.

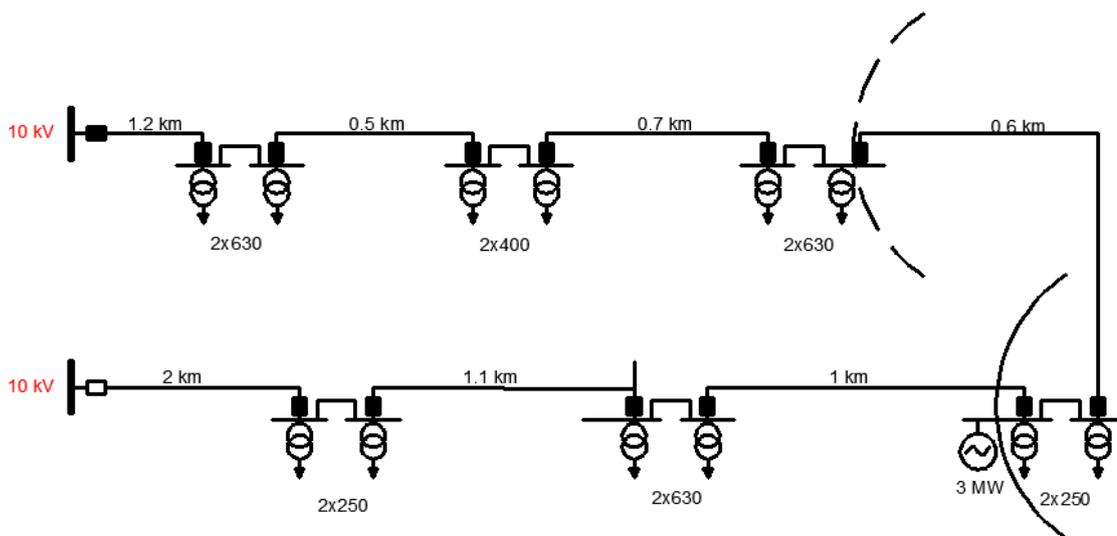


Рис. 8: Схема распределительной сети

Также производился эксперимент для выявления зависимости предельной продолжительности короткого замыкания на шинах генератора и на шинах соседней подстанции от фазы поворота ЭДС. На рисунке 9 показаны данные зависимости.

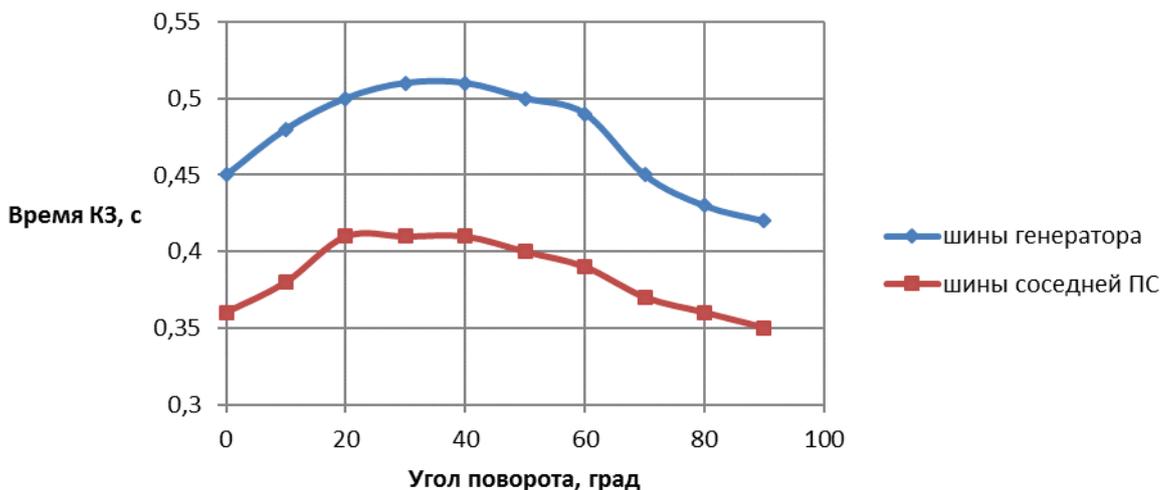


Рис. 9: Зависимость предельного времени короткого замыкания от поворота вектора ЭДС для распределительной сети

Голубым цветом показана зависимость для короткого замыкания на шинах генератора и красным цветом показана зависимость для короткого замыкания на шинах связи с системой.

Как видно диапазон фаз поворота ЭДС, при которых достигается максимальная продолжительность КЗ несколько отличается. Если в первом случае 30-40°, то во втором случае 20-40°. Данный факт говорит о необходимости выбора оптимальной фазы ЭДС генератора в зависимости от расстояния до точки короткого замыкания и других режимных условий.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эксперимент показал, что фазовая форсировка повышает устойчивость генератора. Таким образом, установка дополнительной обмотки на генераторе позволит повысить надежность его работы.

Также эксперимент показал, что для обеспечения наибольшего уровня устойчивости необходимо выбрать определенную фазу ЭДС, поэтому дальнейшее исследование будет посвящено выбору оптимального соотношения токов в обмотках возбуждения.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Hofmann W., Okafor F. Doubly Fed Full-Controlled Induction Wind Generator for Optimal Power Utilisation// Proceedings of the PEDS'01. 2001.
- [2] V.N.Chowary, Srinivas Chellapilla, "Doubly-fed induction generator for variable speed wind power generation" Transactions on Electric Power System Research, Vol.76,pp. 786-800, Jan 2006.
- [3] Данилевич Я.Б., Богуславский И.З. Асинхронизированные синхронные генераторы для ветроэлектростанций и малых ГЭС// International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology. - 2004. - №7. С. 19-21.
- [4] Лабунец И.А. Асинхронизированные турбогенераторы. Качественное регулирование напряжения//Новости Электротехники-2007.-№1.
- [5] Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. М.:ТОРУС ПРЕСС, 2011. 312 с.
- [6] Kundur P. Power System Stability and Control, McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [7] Krause Paul C., Wasynczuk Oleg, Sudhoff Scott D. Analysis of electric machinery and drive systems. IEEE Press, 2002. - 613 p.