

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ ОСНОВ ИНТЕГРАЦИИ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В СОСТАВЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Симонов Александр Владимирович

директор обособленного подразделения в г. Екатеринбург

ООО «РТСофт – СГ», аспирант ИНЭИ РАН

г. Москва, 17 сентября 2024 г.

Актуальность

2

В период **2020 – 2023 гг.** в России по программе ДПМ ВИЭ 1.0 были введены в эксплуатацию крупные ВЭС суммарной установленной мощностью **2167,69 МВт** на базе современных **ВЭУ III и IV типа**

Схемой и программой развития электроэнергетических систем России на период **2023 – 2028 гг.** запланирован ввод в эксплуатацию более 20 ВЭС суммарной установленной мощностью более **2,3 ГВт**

Регулярно возникают проблемы связанные с функционированием ВЭС в составе ЕЭС России:

- излишнее отключение ВЭУ функцией LVRT
- завышенные расчетные значения ТКЗ приводящие к:
 - неселективной работе РЗА
 - необеспечению чувствительности РЗА
- повреждение электротехнического оборудования ВЭУ из-за перенапряжения при резонансных явлениях

ЦЕЛЬ: Разработать методические основы интеграции и функционирования ВЭС в составе ЕЭС России для исключения некорректной работы оборудования и устройств посредством имитационного моделирования и расчетов электрических режимов

Постановка задач исследования

3

1. Определение технических требований к оборудованию ВЭС для обеспечения устойчивой работы в составе ЕЭС России. Обзор отечественных и зарубежных стандартов
2. Разработка способов обеспечения устойчивой работы ВЭС в составе ЕЭС России
3. Определение влияния режимов работы ВЭС на показатели качества электрической энергии
4. Разработка предложений по расчету параметров схем замещения ВЭС в отечественных программных комплексах RastrKZ, АРУ РЗА, повышающие точность поведения оборудования ВЭС при коротких замыканиях

Определение технических требований к оборудованию ВЭС для обеспечения их устойчивой работы в составе ЕЭС России

4

Анализ существующих требований к оборудованию ВЭУ для обеспечения устойчивой работы в составе ЕЭС России (действующие НТД России)

- Технические требования (ГОСТ Р 58491-2019) распространяются на ВЭС мощностью более 5 МВт на базе ВЭУ всех типов технологического исполнения системы генерирования электроэнергии:
 - 12.1 Ветроэнергетические установки не должны отключаться от сети при всех нормативных возмущениях в прилегающей сети, за исключением случаев, когда в результате ликвидации КЗ на электро-сетевом элементе происходит отделение ВЭУ от энергосистемы
 - 12.2 Оценку выполнения требований 12.1 необходимо осуществлять путем сравнения расчетных значений снижения напряжения при нормативных возмущениях со значениями уставок технологических защит ВЭУ, действующих на их отключение при снижении напряжения
 - 12.3 Выполнение требований 12.1 при проектировании может обеспечиваться разработкой мероприятий по обеспечению сохранения ВЭУ в работе, предусматривающих установку/реконструкцию устройств РЗ, ПА, коммутационного оборудования, СКРМ, в т.ч. на смежных объектах энергетики
- Технические требования к устойчивой работе ВЭУ определяются в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, содержащими перечень нормативных возмущений

Обзор зарубежных стандартов

5

Оборудование ВЭУ изготавливаются в Германии, Испании, Великобритании, США, Франции, Италии, Дании в соответствии с сетевыми кодексами этих стран и поставлялись в Россию

- Одним из обязательных требований к генерирующим установкам различных типов во всех странах мира является регламентация их реакции на типовые возмущения в энергосистеме, сопровождающиеся кратковременными провалами напряжения
- В зарубежных сетевых кодексах сформулированы требования о недопустимости отключения ВЭУ при регламентированных расчетных возмущениях
- Функции инверторов, реализующие это требование, известны как *Поддержание непрерывности энергоснабжения при возмущениях* (Fault Ride Through – FRT) или *Поддержание непрерывности электроснабжения при низком напряжении* (Low Voltage Ride Through – LVRT)

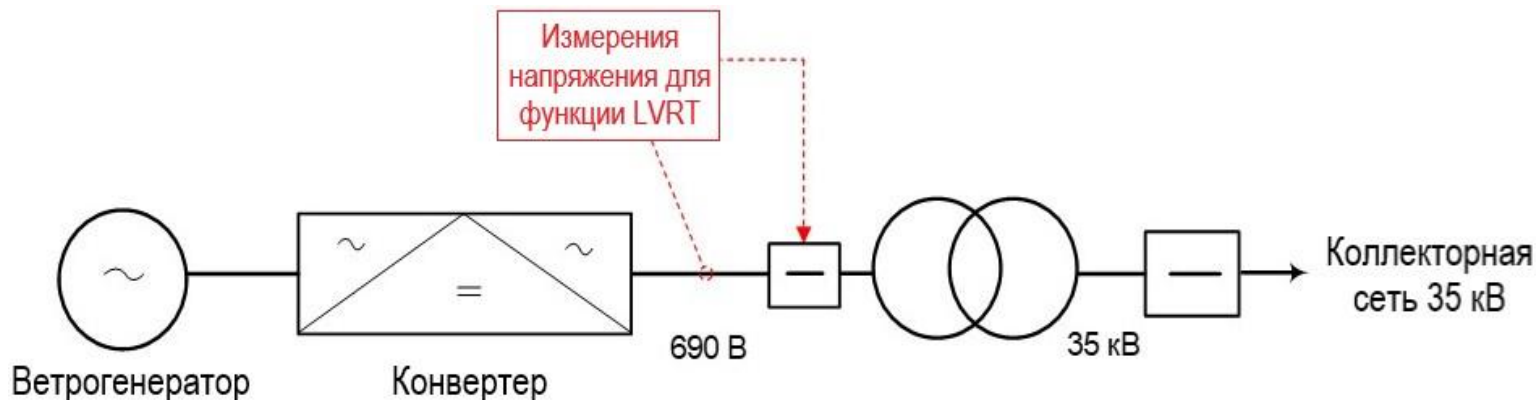


Рис. 1. Способ реализации функции LVRT

История развития функции LVRT на основе международного опыта

6

Обеспечивать мгновенное отключение ВЭУ при провалах напряжения с последующим их включением после ликвидации повреждения в сети (суммарная установленная мощность менее 15% от суммарной генерирующей мощности энергосистемы)



Не допускать отключение ВЭС при провалах напряжения в соответствии с заданной вольт-секундной характеристикой (суммарная установленная мощность в пределах 15% - 20 % от суммарной генерирующей мощности энергосистемы)



Обеспечивать устойчивую работу ВЭУ, в пределах характеристики функции LVRT, а также реализовать инъекцию реактивного тока с соответствующими требованиями по скорости его нарастания (суммарная установленная мощность свыше 20 % от суммарной генерирующей мощности энергосистемы)

Форма характеристики функции LVRT

7

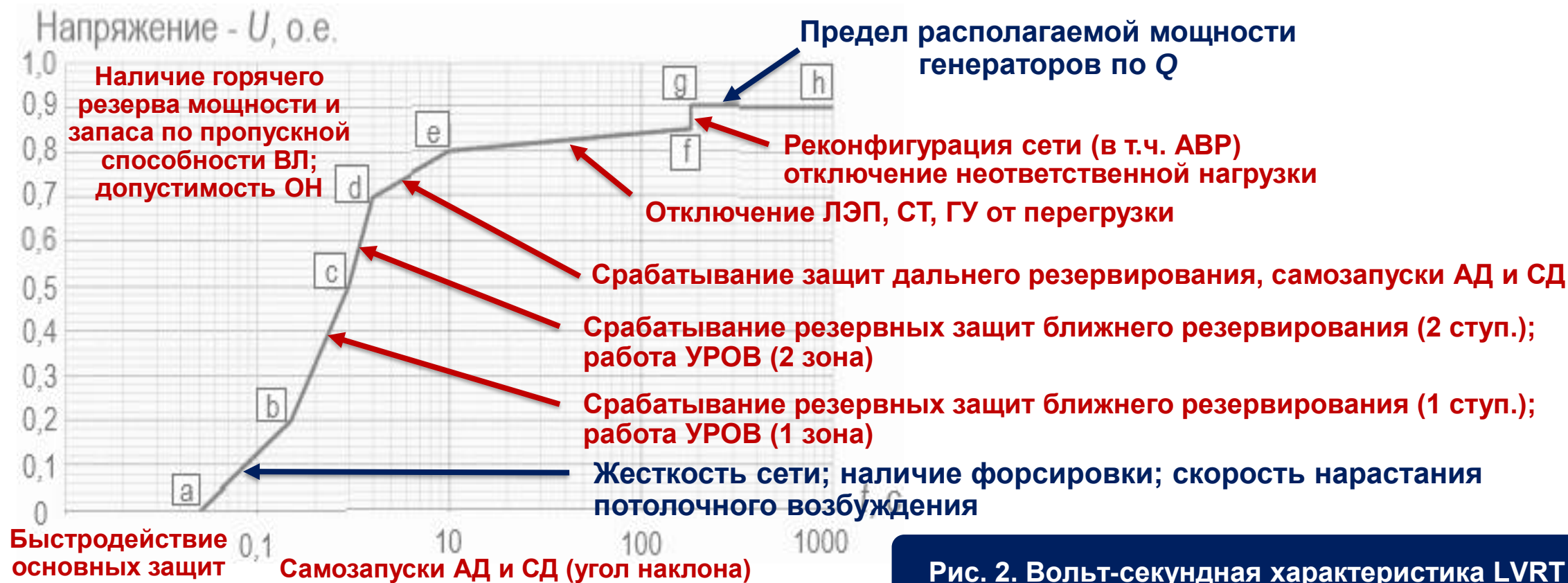


Рис. 2. Вольт-секундная характеристика LVRT

В Европейском сетевом кодексе приведена характеристика $U(t)$ для фазы, в которой возникает КЗ, в точке присоединения ВЭС к энергосистеме, с переходом к послеаварийному режиму. Конфигурирование характеристики осуществляется с учетом особенностей построения энергосистемы страны

Анализ форм действующих характеристик LVRT в разных странах

8

Технические требования различных стран в отношении недопустимости отключения ВЭУ представлены в сетевых кодексах в виде вольт-секундных характеристик, например: FGW TR3 (Германия), PO 12.3 и PO 12.2 draft (Испания), Grid Code (Великобритания), US-FERC (США), IEC 61400-21 (Франция), а также НТД Италии и Дании

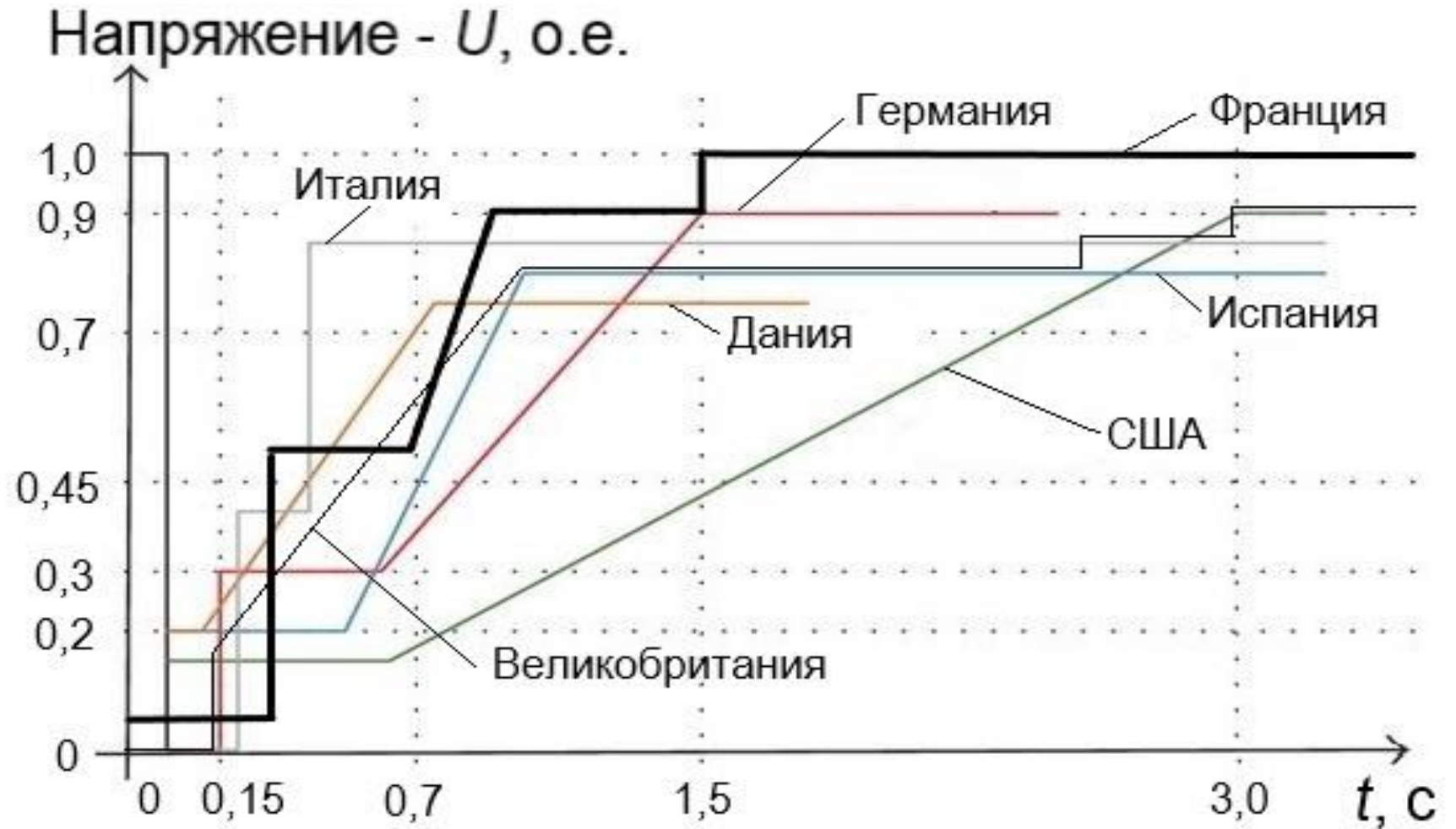


Рис. 3. Вольт-секундные характеристики LVRT (требования разных стран)

Подходы к обеспечению надежного функционирования ВЭУ

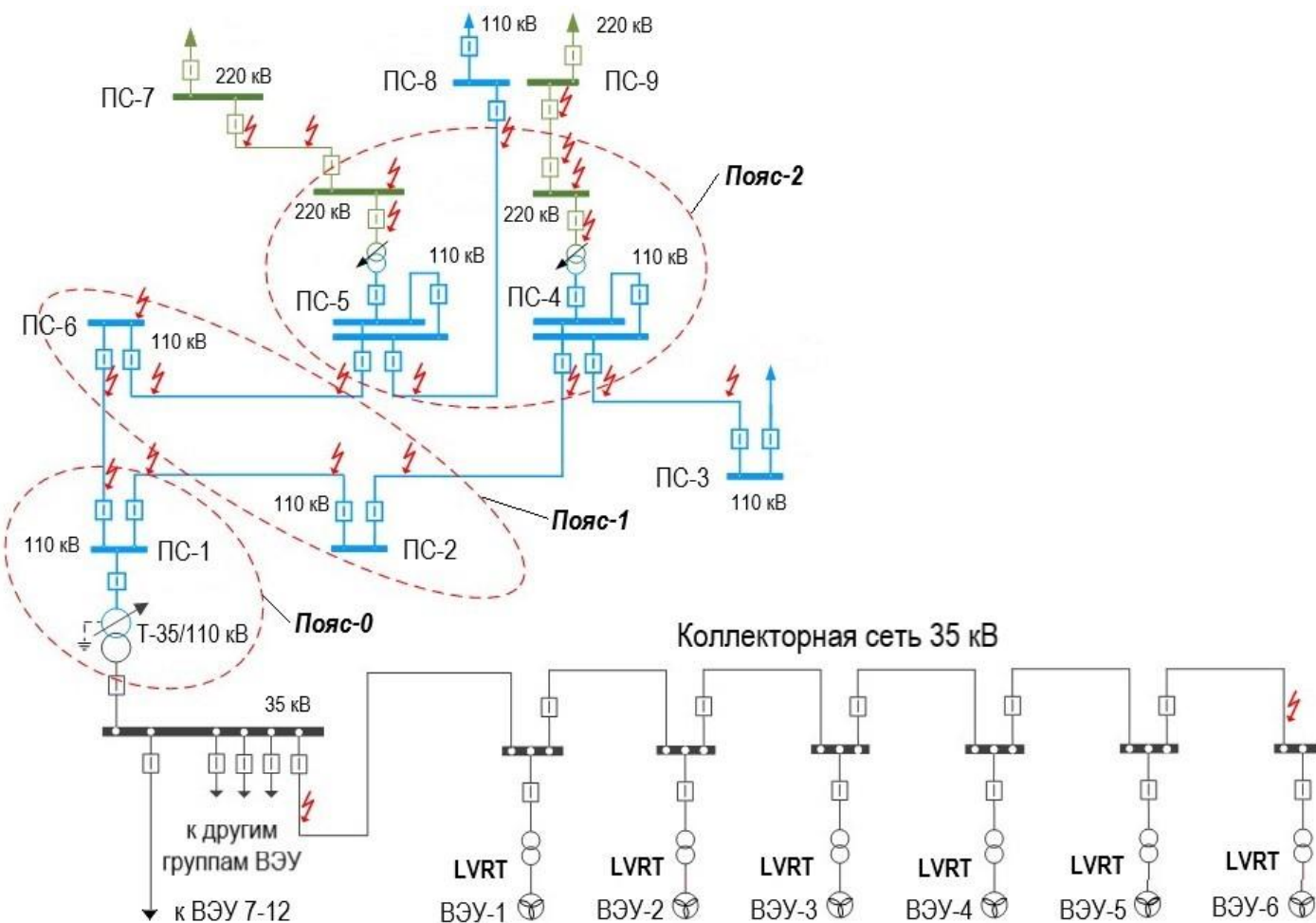
9

- Одним из обязательных требований к ВЭУ в странах-производителях является требование о недопустимости отключения ВЭУ при регламентированных расчетных возмущениях. Это реализовано в инверторном оборудовании посредством настройки функции LVRT
- В действующих НТД РФ требования к настройке защитной функции LVRT не определены, при этом количество вводимых в работу ВЭС растет
- Для подтверждения соответствия ВЭУ техническим требованиям по устойчивой работе при кратковременных провалах напряжения необходимо выполнить расчеты остаточного напряжения при нормативных возмущениях в прилегающей сети и сравнить их с параметрами настройки функции LVRT

Для определения допустимости применения ВЭУ с заданными заводом-изготовителем настройками LVRT в ЕЭС России необходимо выполнить проверочные расчеты электромеханических переходных процессов

Анализ достаточности требований существующих НТД в части обеспечения устойчивой работы ВЭС в составе ЕЭС России

10



Расчетная модель для расчетов электромеханических переходных процессов содержит:

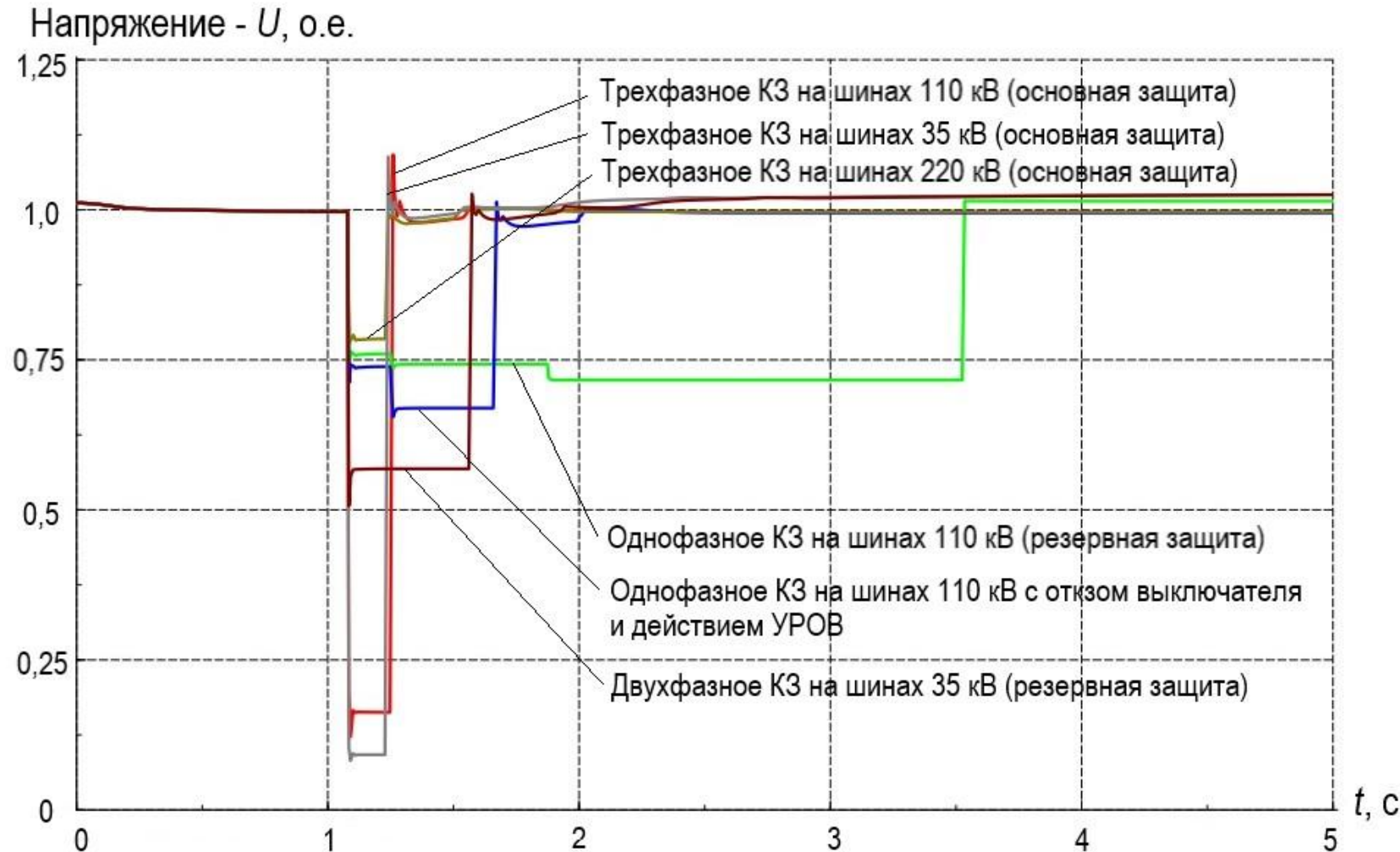
- коллекторную сеть ВЭС 35 кВ;
- верифицированные модели ВЭУ;
- общестанционный регулятор ВЭС;
- регуляторы ветровых турбин ВЭУ;
- внутренние защиты ВЭУ, включая функцию LVRT

Рис. 4. Схема присоединения ВЭС 41,64 МВт (12 ВЭУ по 3,47 МВт) к энергосистеме

Были проанализированы нормативные возмущения на элементах сети, ограниченные 0 – 2 поясами

Результаты расчетов ЭМПП при всех видах нормативных возмущений в прилегающей распределительной сети

11



Результаты расчетов в
ПК PowerFactory

Анализ нормативных
возмущений на
элементах сети,
ограниченные 0 – 2
поясами

Рис. 5. Результаты расчетов ЭМПП при всех видах нормативных возмущений

Определение режимных областей, в которых существует риск отключения ВЭС защитной функцией LVRT

12

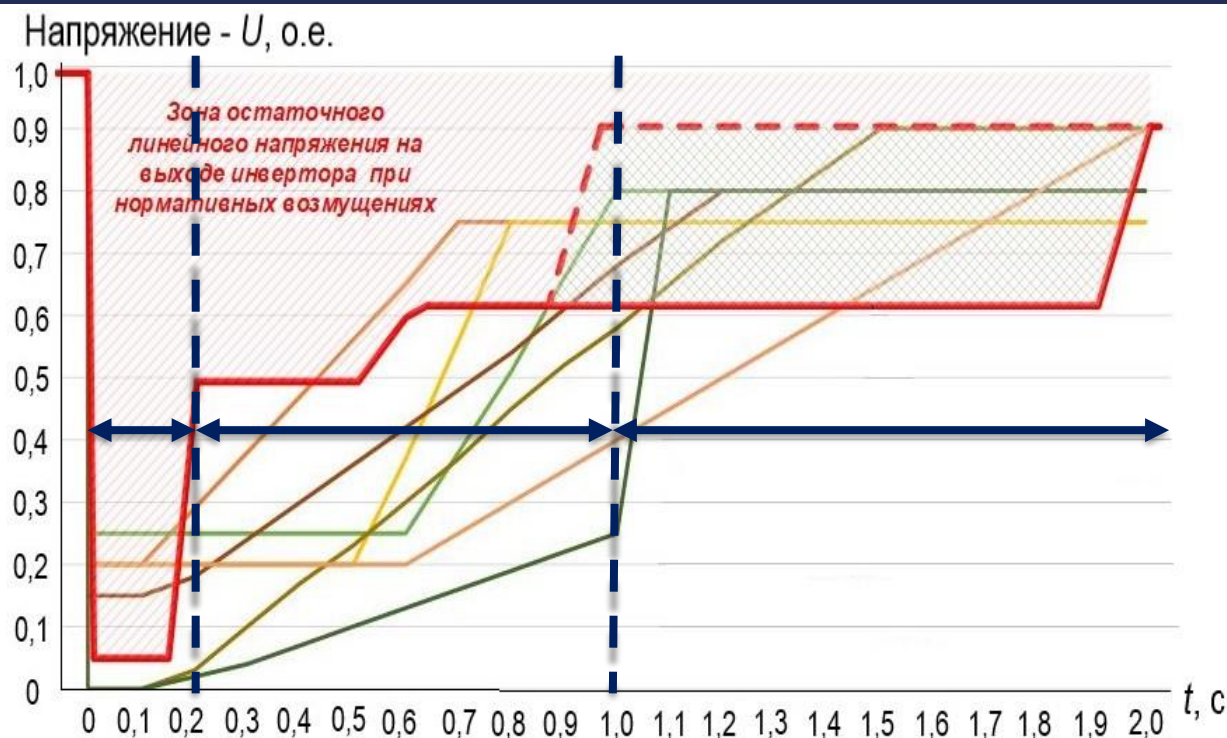


Рис. 6. Вольт-секундные характеристики LVRT по требованиям заводов-изготовителей ВЭУ

Результаты расчетов ($U_{ост}$) на выходе инверторов ВЭУ показали, что параметры настройки функции LVRT, заданные зарубежными заводами-изготовителями, без корректировки неприемлемы для ВЭУ в составе ВЭС, присоединяемых к энергосистемам в России

Область 1 (0-0,2 с) – уровни $U_{ост}$ на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях ниже параметров настройки функции LVRT, что будет приводить к отключениям ВЭУ.

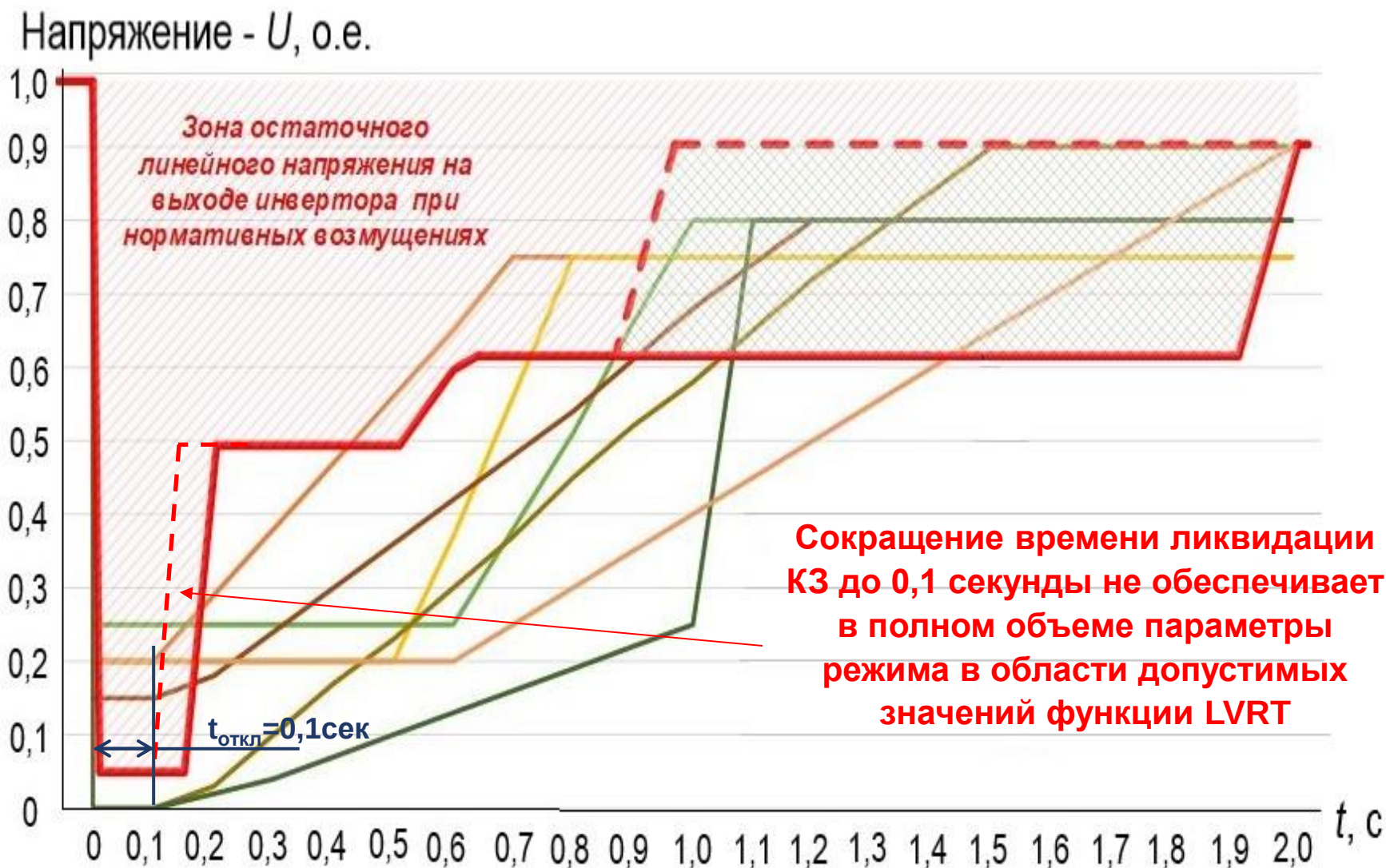
При отключении крупных ВЭС возникают значительные дефициты мощности, что может спровоцировать возникновение и развитие крупных системных аварий с массовым погашением потребителей

Область 2 (0,2-1,0 с) характеризуется тем, что в ней в целом обеспечивается поддержание требуемых уровней $U_{ост}$ на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях

Область 3 (более 1 с) характеризуется тем, что при нормативном возмущении (ликвидации однофазного КЗ с длительностью более 1-1,5 с резервными защитами) ВЭУ могут быть отключены. При этом в отечественных распределительных сетях 110-220 кВ генерирующее оборудование должно продолжать устойчиво работать до 2,5 с (время срабатывания второй степени резервных защит)

Определение режимных областей, в которых существует риск отключения ВЭС защитной функцией LVRT

13



Сокращение времени ликвидации КЗ за счет замены устройств РЗ, коммутационного оборудования не позволит исключить вероятность отключения ВЭУ действием функции LVRT

Рис. 7. Вольт-секундные характеристики LVRT с учетом сокращения времени ликвидации КЗ

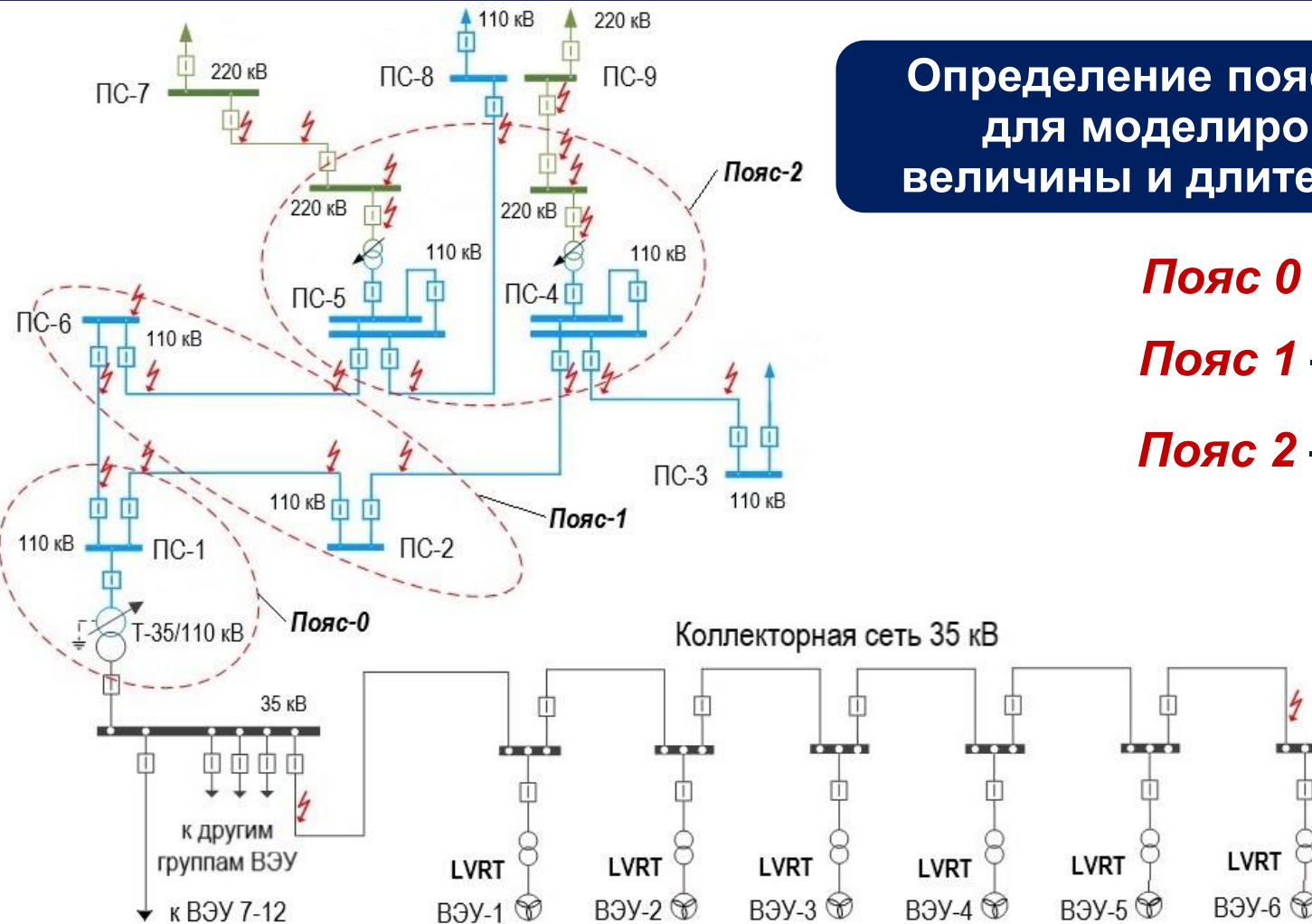
Промежуточные выводы

14

- При исследовании возможности обеспечения устойчивости ВЭС в составе ЕЭС России следует выполнять расчеты переходных процессов и проводить анализ на предмет возможности отключения оборудования действием LVRT
- При несоответствии поставляемых ВЭУ российским техническим требованиям (наличие условий излишнего срабатывания LVRT) необходима реализация дополнительных технических мероприятий для сокращения глубины и длительности провалов напряжения в сети
- Для обеспечения устойчивой работы ВЭУ на временном интервале более 1с следует сократить время срабатывания резервных защит (микропроцессорные устройства РЗ; резервные защиты с абсолютной селективностью; автоматический ввод ускорения ступенчатых защит) – стандартный подход, применяемый в России в соответствии с ГОСТ Р 58491-2019
- Сокращение времени путем замены РЗ, коммутационного оборудования не позволит исключить вероятность отключения ВЭУ действием защитной функции LVRT
- При разработке отечественного оборудования ВЭУ или заказе импортных комплектующих необходимо учитывать требования российских НТД

Разработка способов обеспечения устойчивой работы ВЭС в ЕЭС России

15



Определение поясов прилегающей электрической сети
для моделирования возмущений в целях оценки
величины и длительности провалов напряжения в сети

Пояс 0 – шины ВН ВЭС

Пояс 1 – ПС с противоположной стороны ЛЭП

Пояс 2 – ПС через две ЛЭП

Нормативные возмущения
предполагают:

- отключение сетевого элемента основной защитой (попадает в 0 – 1 пояс)
- отключение сетевого элемента резервной защитой (попадает в зону 2 пояса)

Рис. 8. Схема сети с определением поясов расчетов

Разработка способов обеспечения устойчивой работы ВЭС в составе ЕЭС России

16

Адаптация прилегающей электрической сети (замена РЗА, коммутационного оборудования) для обеспечения устойчивой работы ВЭС (существующий подход)

Основные недостатки существующего подхода:

- не позволяет обеспечить устойчивость ВЭС при нормативных возмущениях в близи ВЭС, или в коллекторной сети ВЭС.
- ограниченная степень применимости (т.к. мероприятия связаны с реконструкцией РЗ на прилегающих объектах, собственники которых не всегда согласны, например РЖД)

Переход от адаптации прилегающей сети к адаптации внутренней сети и оборудования ВЭС

Установка ТОР в сети 35 кВ ВЭС

18

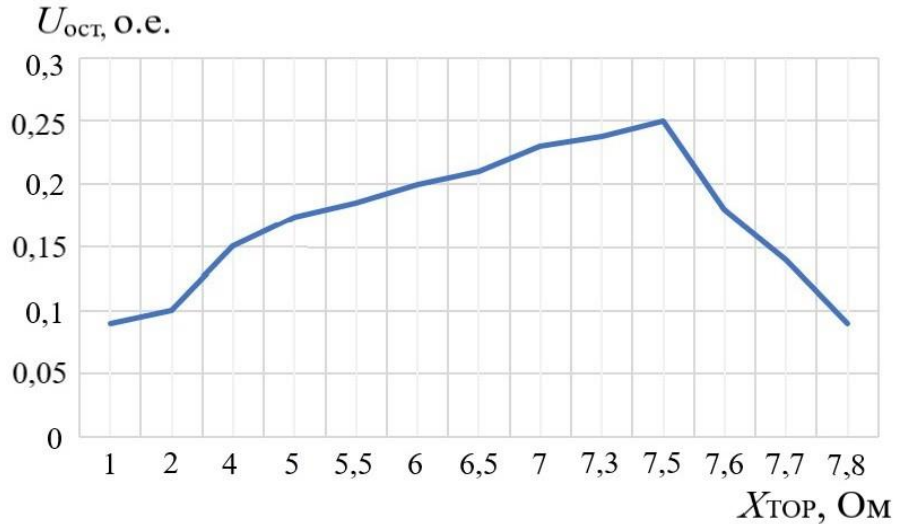


Рис. 10. График зависимости остаточного напряжения на выходе инверторов ВЭУ от величины сопротивления ТОР

- результаты многовариантных расчетов показали, что наилучший результат получился в случае применения ТОР с $X_{ТОР} = 7,5$ Ом
- для каждого конкретного случая присоединения ВЭС к распределительной сети параметры ТОР необходимо определять индивидуально на основании результатов расчетов режимов

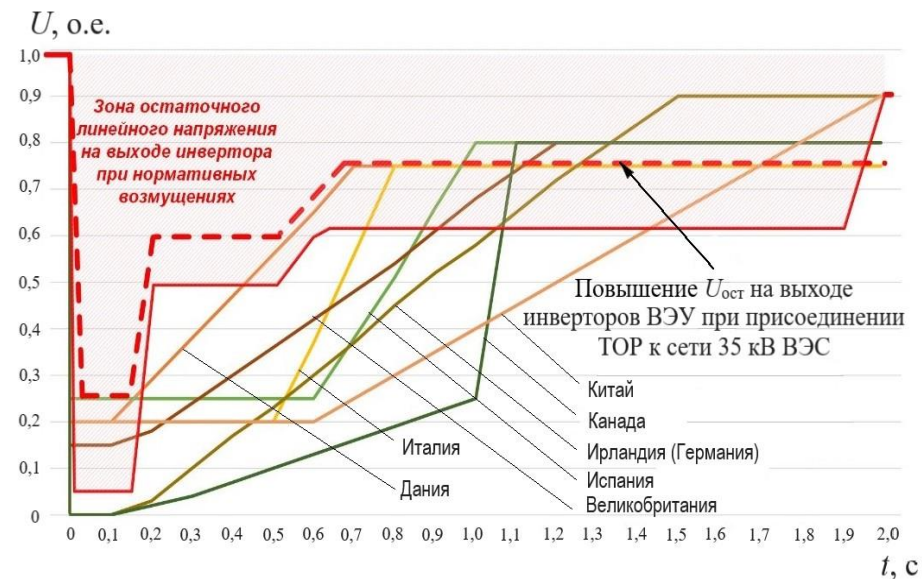


Рис. 11. Вольт-секундная характеристика при присоединении ТОР к сети 35 кВ ВЭС (пунктирная линия)

- Присоединение ТОР позволило увеличить величину $U_{ост}$ на выходе инверторов ВЭУ при времени локализации места КЗ за 800÷900 мс:
- с $0,08U_{ном}$ до $0,25U_{ном}$ (увеличение на 213 %) при трехфазном КЗ;
 - с $0,40U_{ном}$ до $0,60U_{ном}$ (увеличение на 50 %) при двухфазном КЗ;
 - с $0,68U_{ном}$ до $0,76U_{ном}$ (увеличение на 12 %) при однофазном КЗ

Результаты расчетов остаточного напряжения на выходах инверторов ВЭУ

19

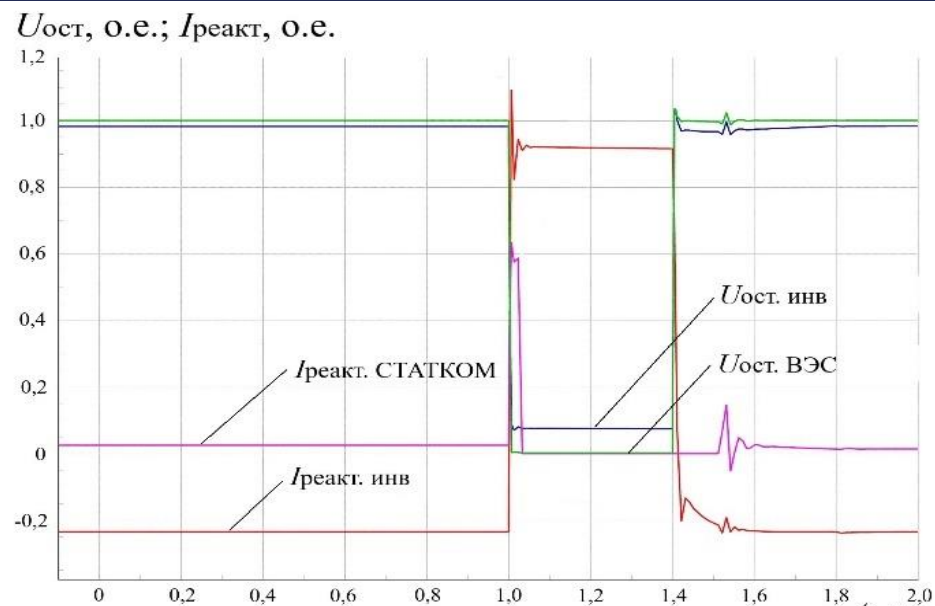


Рис. 12. Переходный процесс при трехфазном КЗ с установкой СТАТКОМ

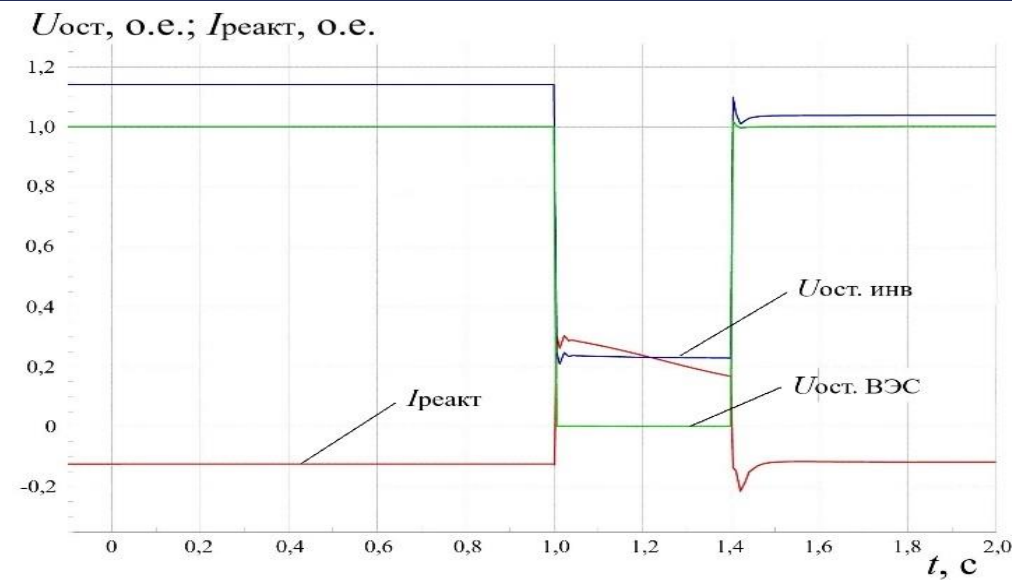


Рис. 13. Переходный процесс при трехфазном КЗ с установкой TOR

Вид возмущения	Uост на выходе инверторов ВЭУ, о.е.	
	СТАТКОМ	TOR
Трехфазное КЗ на ЛЭП 110 кВ (вблизи шин ПС 220/110 кВ) с ее отключением (точка К ⁽³⁾)	0,08	0,25
Двухфазное КЗ на ЛЭП 110 кВ (вблизи шин ПС 220/110 кВ) с ее отключением (точка К ⁽²⁾)	0,40	0,60
Однофазное КЗ на ЛЭП 110 кВ (вблизи шин ПС 220/110 кВ) с ее отключением (точка К ⁽¹⁾)	0,68	0,76

Присоединение TOR к сети 35 кВ ВЭС позволяет при трехфазном КЗ обеспечить устойчивую работу ВЭУ даже в случае применения ВЭУ, вольт-секундные характеристики LVRT которых соответствуют требованиям сетевых кодексов Великобритании, Китая, Испании, Дании, Ирландии, Германии, Канады и Италии

Перенастройка функции LVRT в ВЭУ с изменением внутренней схемы ВЭС

20

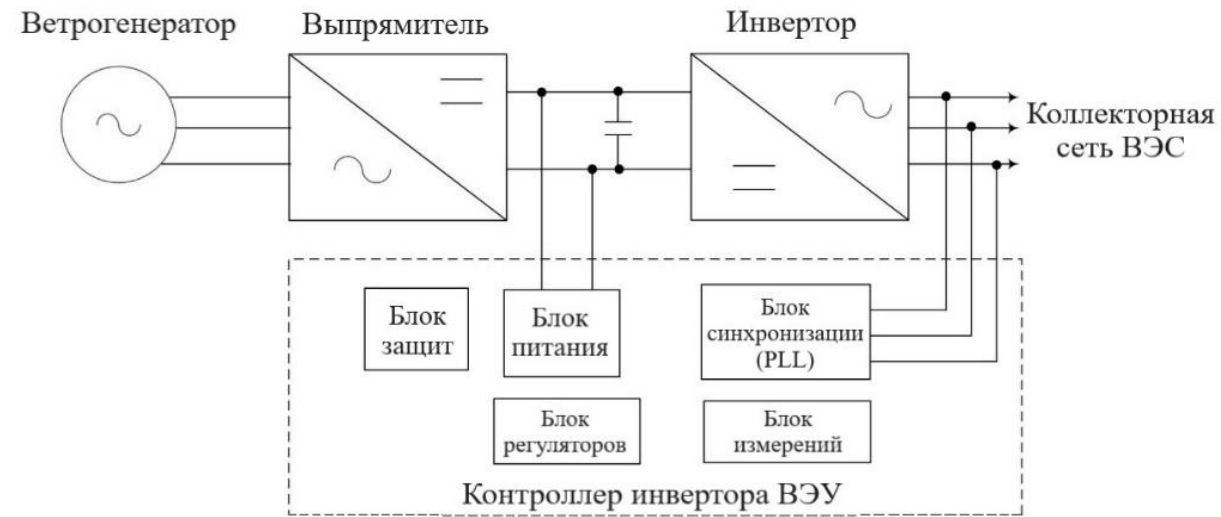


Рис. 14. Обобщенная функциональная схема сетевого инвертора ВЭУ IV типа

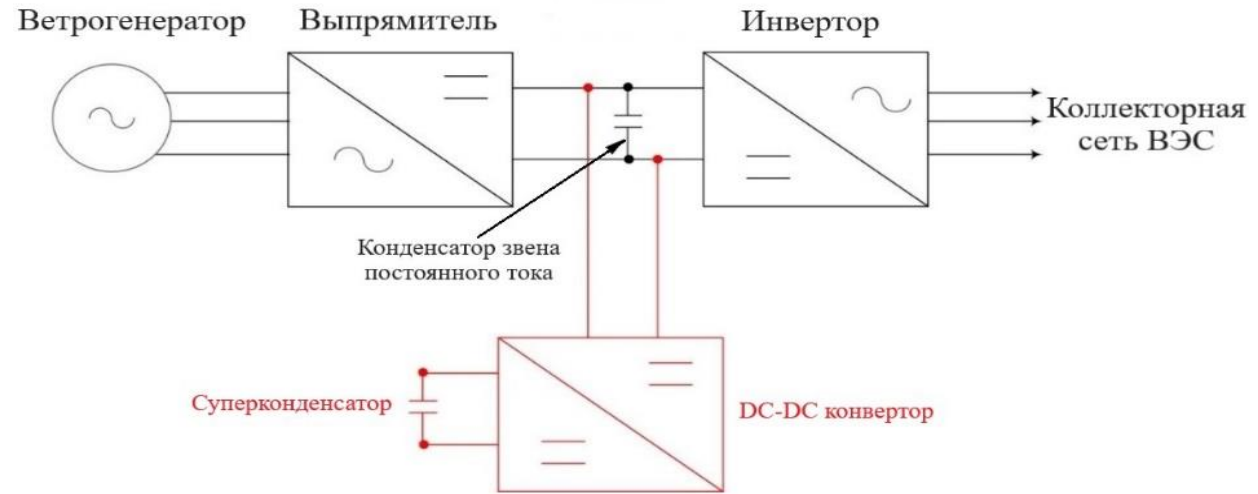


Рис. 15. Схема сетевого инвертора ВЭУ IV типа с подключением суперконденсатора через DC-DC конвертор

Ограничения на режимы работы инвертора связаны с:

- величиной емкости конденсатора в звене постоянного тока между выпрямителем и инвертором для сглаживания пульсаций
- возможностью работы блока измерений и блока синхронизации (PLL), у которых на выходе могут формироваться ошибочные сигналы при напряжении на их входе ниже $0,2U_{ном}$
- организацией питания цепей управления контроллера инвертора от звена постоянного тока

Для поддержания U в звене постоянного тока при КЗ в сети предложено дополнительно установить емкость величиной 15 000 Ф в виде суперконденсатора (в 6 раз больше имеющейся) для подключения суперконденсатора (2,7В) к звену постоянного тока (800В) предложено использовать DC-DC конвертор стоимость 5 суперконденсаторов фирмы Maxwell 2.7V 3000 F составляет ≈ 125 тыс. руб., а DC-DC конвертора 2,7/800 В мощностью 10 кВт ≈ 100 тыс. руб., что на всю ВЭС составит 1350 тыс. руб. с учетом НДС (дешевле стоимости TOP $\approx$ в 20 раз)

Промежуточные выводы

21

1. При эксплуатации существующих/вновь вводимых ВЭС в РФ необходимо выполнить проверочные расчеты устойчивости при коротких замыканиях во внешней и внутренней сети, принимая во внимание особенности срабатывания функции LVRT.
2. Для исключения вероятности излишнего отключения существующих ВЭС функцией LVRT установка TOP является более эффективным мероприятием по сравнению с установкой устройства СТАТКОМ .
3. При разработке нового отечественного оборудования ВЭС в работу необходимо учитывать требования к устойчивой работе при возмущениях во внешней и внутренней сети путем изменения конструктивных особенностей инверторного оборудования ВЭУ (подключение суперконденсатора через DC-DC конвертор к звену постоянного тока инвертора ВЭУ).
4. Внести соответствующие изменения в действующие НТД РФ.

Определение влияния ВЭС на показатели качества электрической энергии

Цель исследования: оценка возможности и условий возникновения резонанса напряжений на высоких частотах в распределительных сетях при интеграции ВЭС, разработка рекомендаций по предотвращению повреждений электрооборудования с оценкой их эффективности

Таблица 1. Скорость изменения параметров в контурах управления контроллеров ВЭУ

Медленные изменения	Субсинхронные колебания		Средние изменения	Быстрые изменения
0,1-0,5 Гц	1-2 Гц	5-7 Гц	7,5-15 кГц	20 кГц
Управление поворотом лопастей для оптимального угла атаки и ограничения мощности при больших скоростях ветра	Эффект «затенения» башни	Порывы ветра, вызывающие субсинхронн. колебания	Управление режимом работы звена постоянного тока ВЭУ	Широтно-импульсная модуляция в инверторном преобразователе; управление фазовой автоподстройкой частоты; управление синхронизацией

В контролерах ВЭУ имеются индивидуальные контуры управления, влияющие на величину инъекции гармонических составляющих тока, которые напрямую зависят от скорости изменения (частоты) параметров в этих контурах

Результаты измерений ПКЭЭ на ВЭУ

23

В стандарте IEEE 519-2014 для снижения влияния гармонических составляющих на прилегающую сеть приведены требования к заводам-изготовителям ВЭУ по установке RC и RLC фильтров на выходе инверторных преобразователей

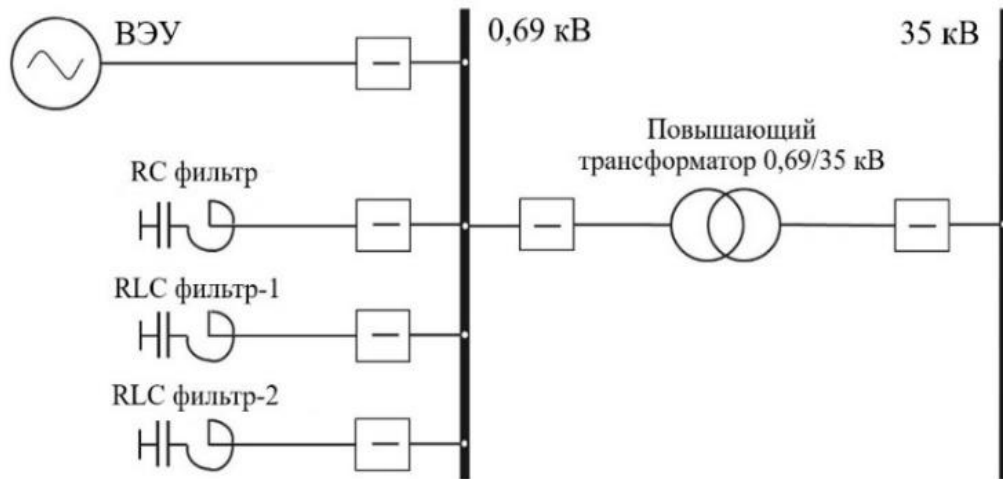


Рис. 16. Схема подключения ФКУ к ВЭУ

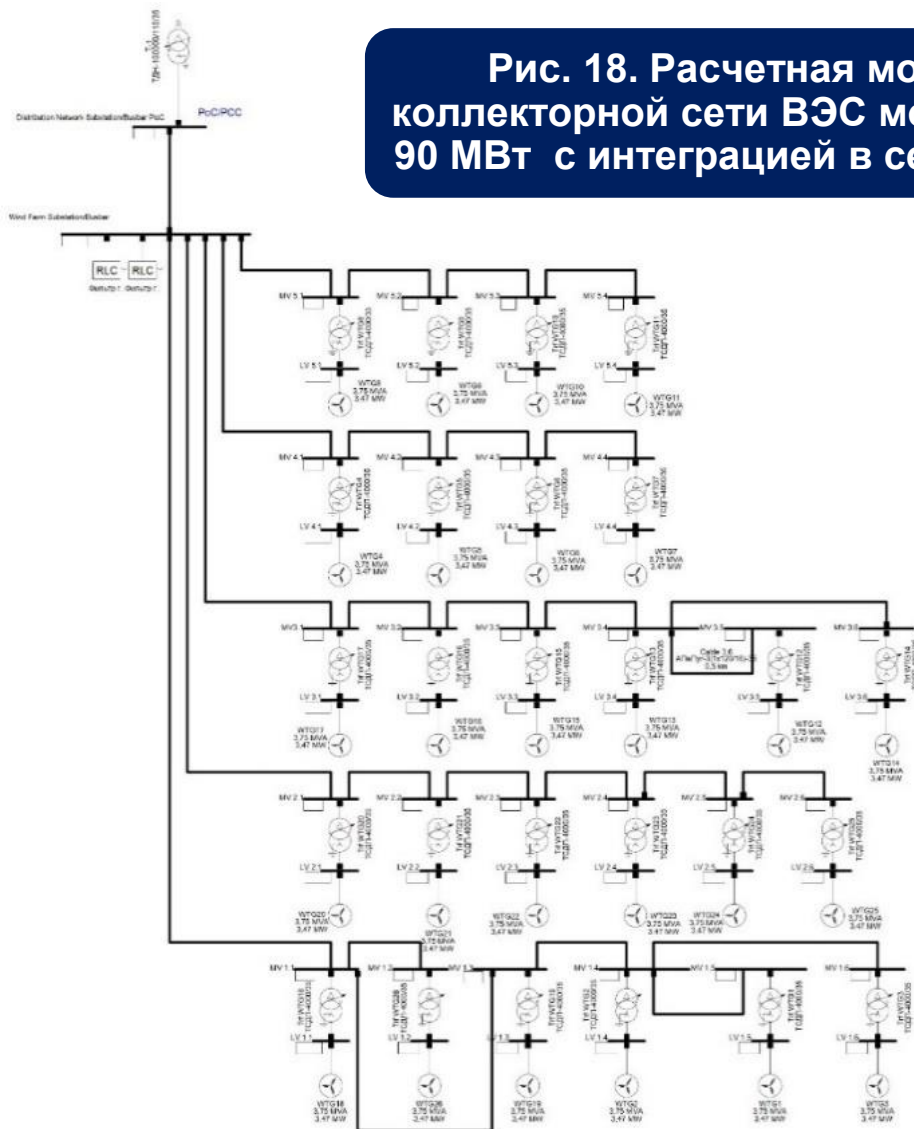


Величины гармонических составляющих в токе не превышают предельных значений, указанные в IEEE 519-2014 для ВЭУ мощностью 3,47 МВт при отношениях I_{k3} к $I_{ном}$ ВЭУ в диапазоне от 50 до 100 для напряжений 120 В – 69 кВ: 6,7 А с 3 по 9 гармоники; 3 А с 11 по 15 гармоники; 2,68 А с 17 по 21 гармоники; 1 А с 23 по 33 гармоники; 0,5 А с 35 по 40 гармоники

Расчетные модели сети 110 и 35 кВ с ВЭС

24

Рис. 18. Расчетная модель коллекторной сети ВЭС мощностью 90 МВт с интеграцией в сеть 110 кВ



Расчетная модель содержит: 920 узлов, 53 генератора, 225 ЛЭП напряжением 35 кВ и выше, 227 силовых трансформаторов и автотрансформаторов (длина ВЛ 110 кВ от ВЭС до ПС 220/110 кВ 10 – 120 км; длина ВЛ 35 кВ от ВЭС до ПС 35/10 кВ 1 – 30 км)

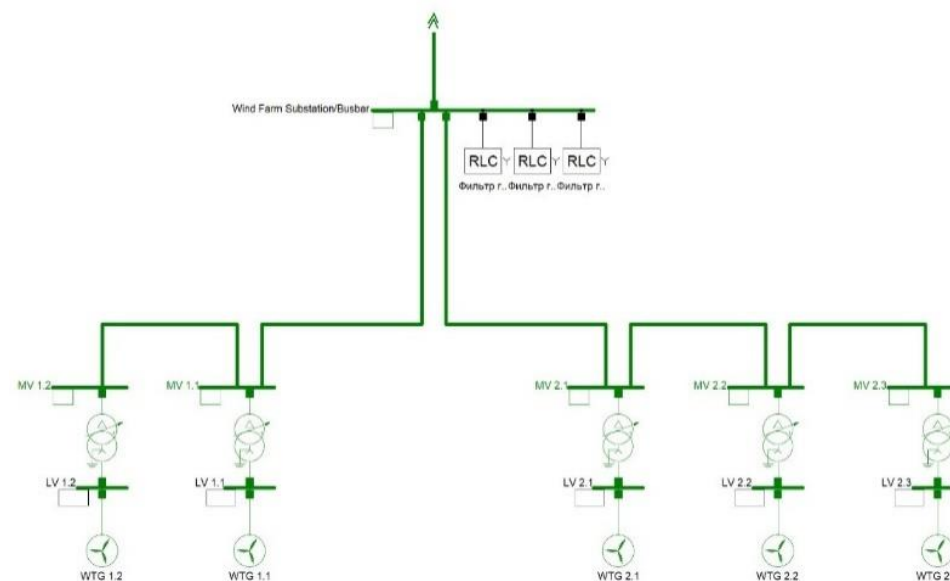


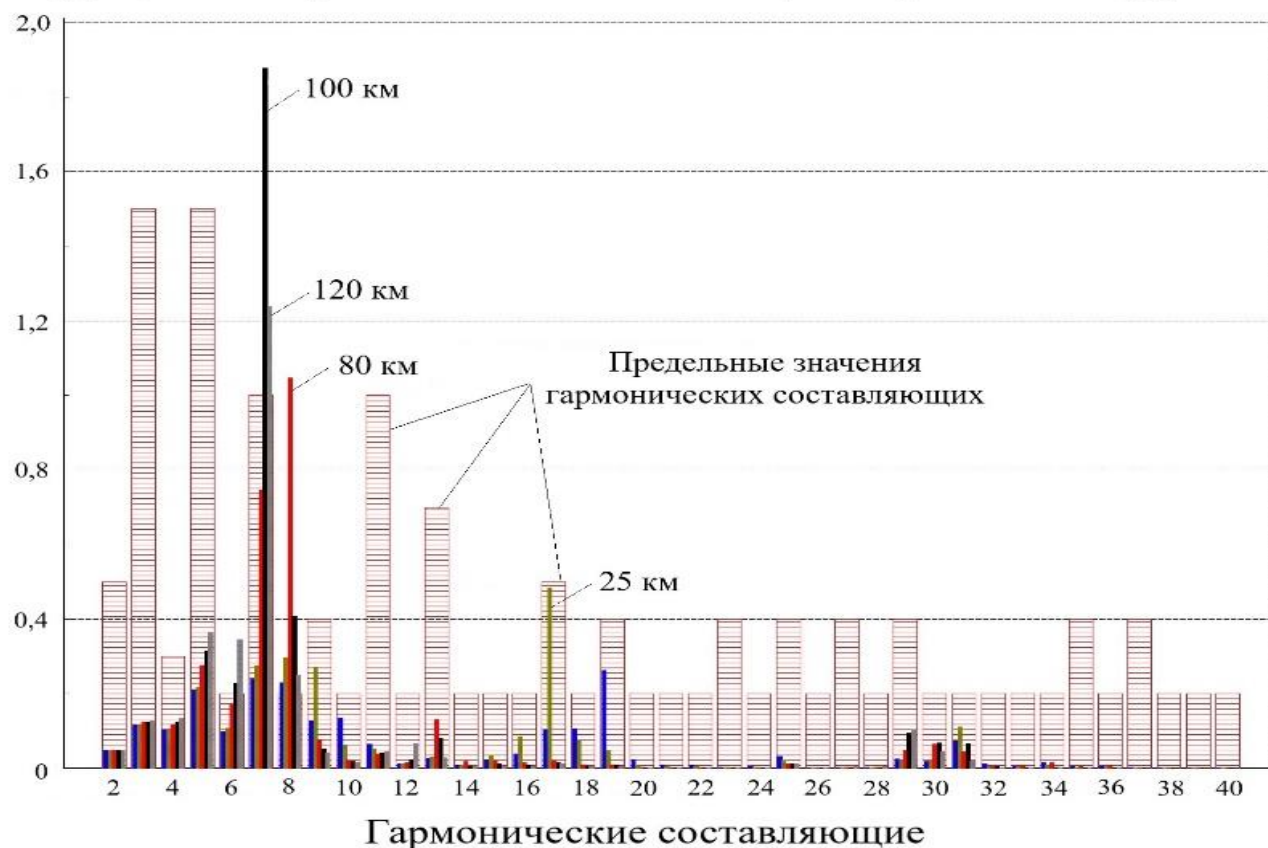
Рис. 19. Расчетная модель коллекторной сети ВЭС мощностью 17,35 МВт с выдачей мощности в сеть 35 кВ

Результаты расчетов ПКЭЭ в точке присоединения ВЭС к сети 110 кВ

25

В мировой практике известны случаи возникновения резонансных явлений в элементах СВМ, в том числе офшорных ветропарков, что обусловлено совпадением собственных резонансных частот длинных подводных кабельных ЛЭП, имеющих большие поперечные проводимости, с гармоническими составляющими токов ВЭУ

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения $K_U(n)$, % U_1



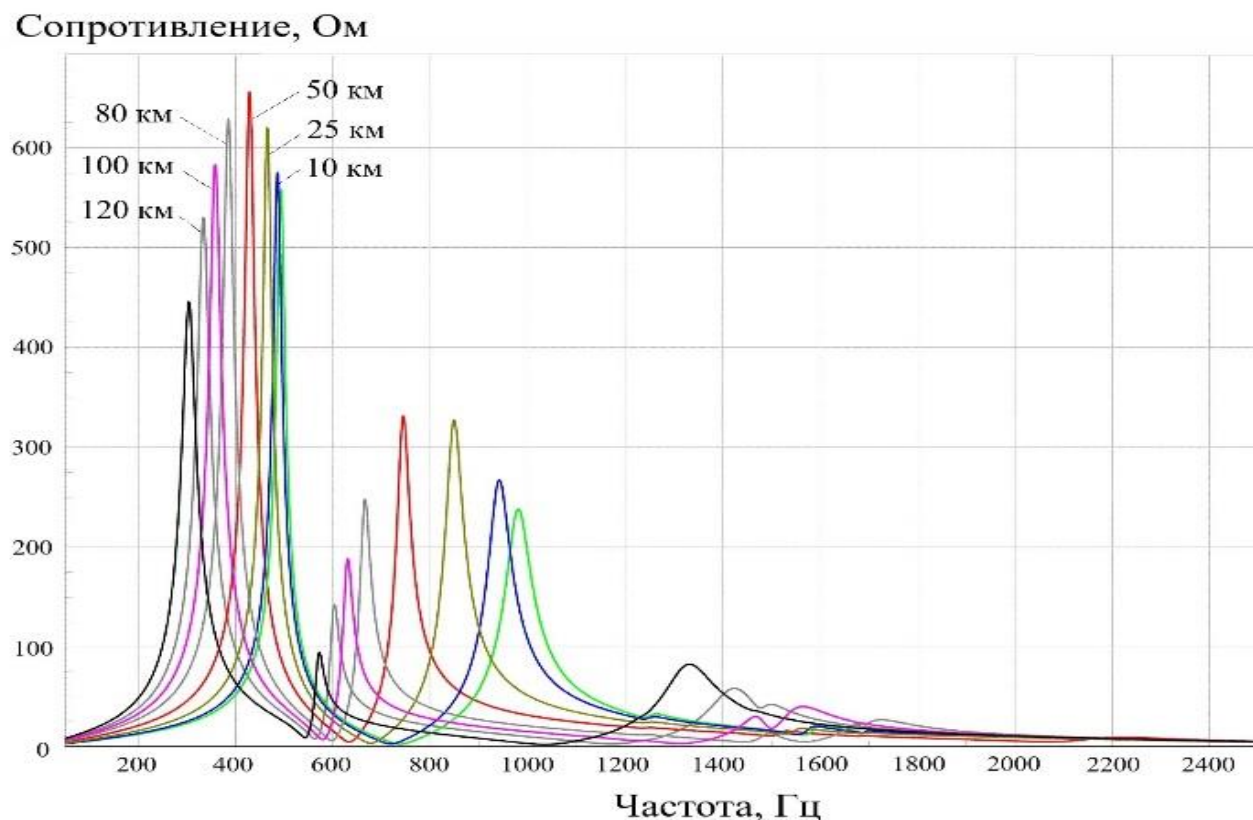
При длине ВЛ 110 кВ порядка 80-100 км происходит совпадение собственной резонансной частоты элементов СВМ с 7-й и 8-й гармоническими составляющими токов ВЭУ, что провоцирует возникновение резонансных явлений, сопровождаемых превышением амплитуды напряжения выше допустимых в ГОСТ Р 32144-2013 значений

Рис. 20. Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 110 кВ ПС 220/110 кВ (в точке присоединения ВЭС к сети) при различной длине воздушной ЛЭП 110 кВ

Собственные резонансные частоты элементов СВМ ВЭС при ее подключении к сети 110 кВ

26

В России требования к качеству электроэнергии изложены в ГОСТ 32144-2013 – предъявляются только к напряжению, что позволяет присоединять к сети ВЭС с различным спектром гармонических составляющих в токе, если это не вызывает выхода величин гармонических составляющих напряжений и ПКЭЭ в точке присоединения за установленные пределы



С увеличением длины ВЛ 110 кВ происходит смещение амплитудно-частотных характеристик (собственных резонансных частот) элементов СВМ ВЭС в сторону снижения частоты с 500 Гц при 10 км до 250 Гц при 100 км

Рис. 21. Результаты расчетов амплитудно-частотных характеристик (собственных резонансных частот) элементов СВМ ВЭС при различной длине воздушной ЛЭП 110 кВ

Эффективность применения ФКУ на ВЭС (1 лист)

27

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$, % U_1

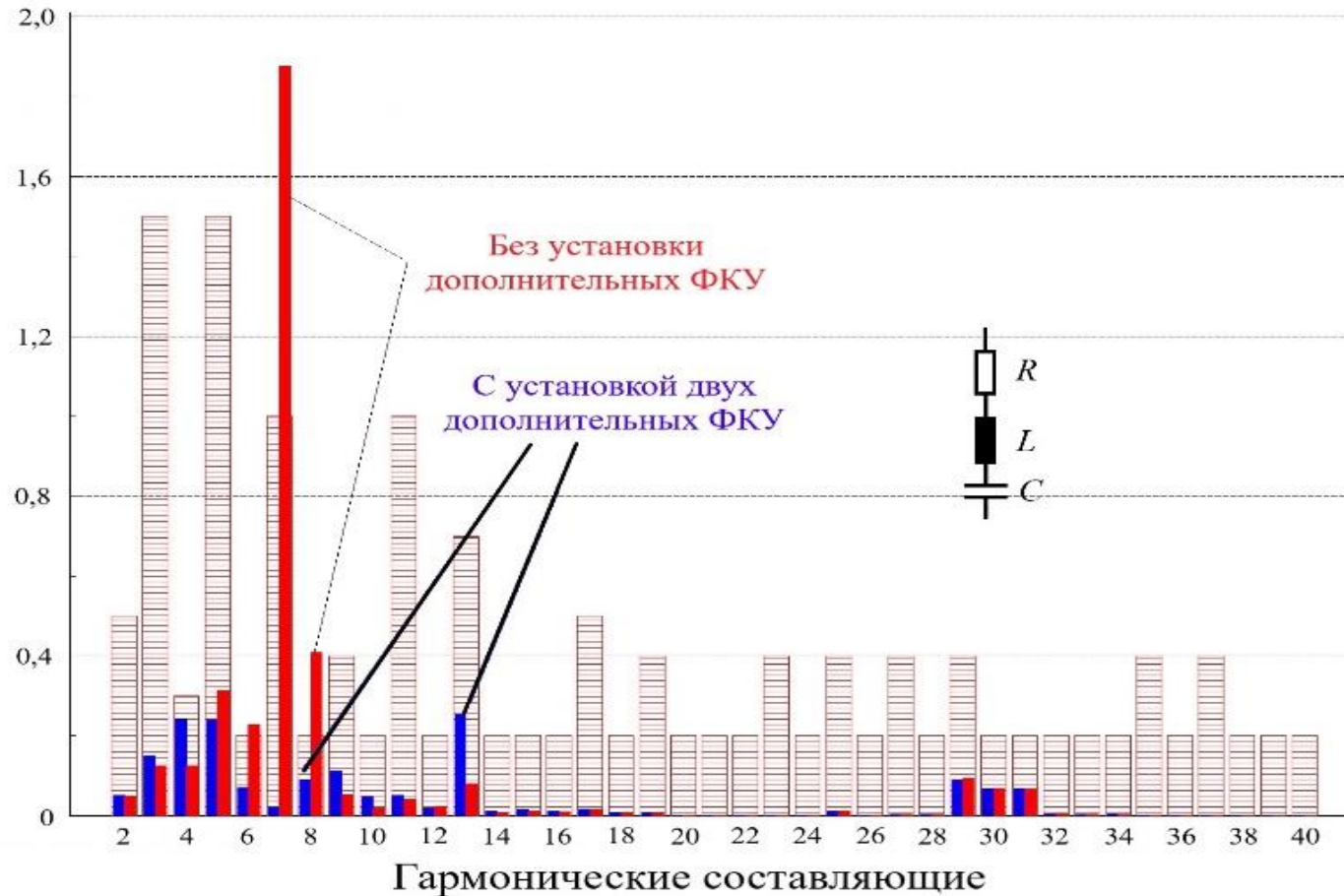


Рис. 22. Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 110 кВ
ПС 220/110 кВ при установке двух ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС

Для предотвращения резонансных явлений в сети 110 кВ предложено установить два дополнительных ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС со следующими параметрами:

- ФКУ-1 на 350 Гц, $S_{\text{ном}} = 2$ МВар, емкость – 5,08 мкФ, индуктивность – 43,1 мГн, активное сопротивление – 1,84 Ом
- ФКУ-2 на 250 Гц, $S_{\text{ном}} = 0,5$ МВар, емкость – 1,24 мкФ, индуктивность – 353,8 мГн, активное сопротивление – 10,6 Ом

Эффективность применения ФКУ на ВЭС (2 лист)

28

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения $K_U(n)$, % U_1

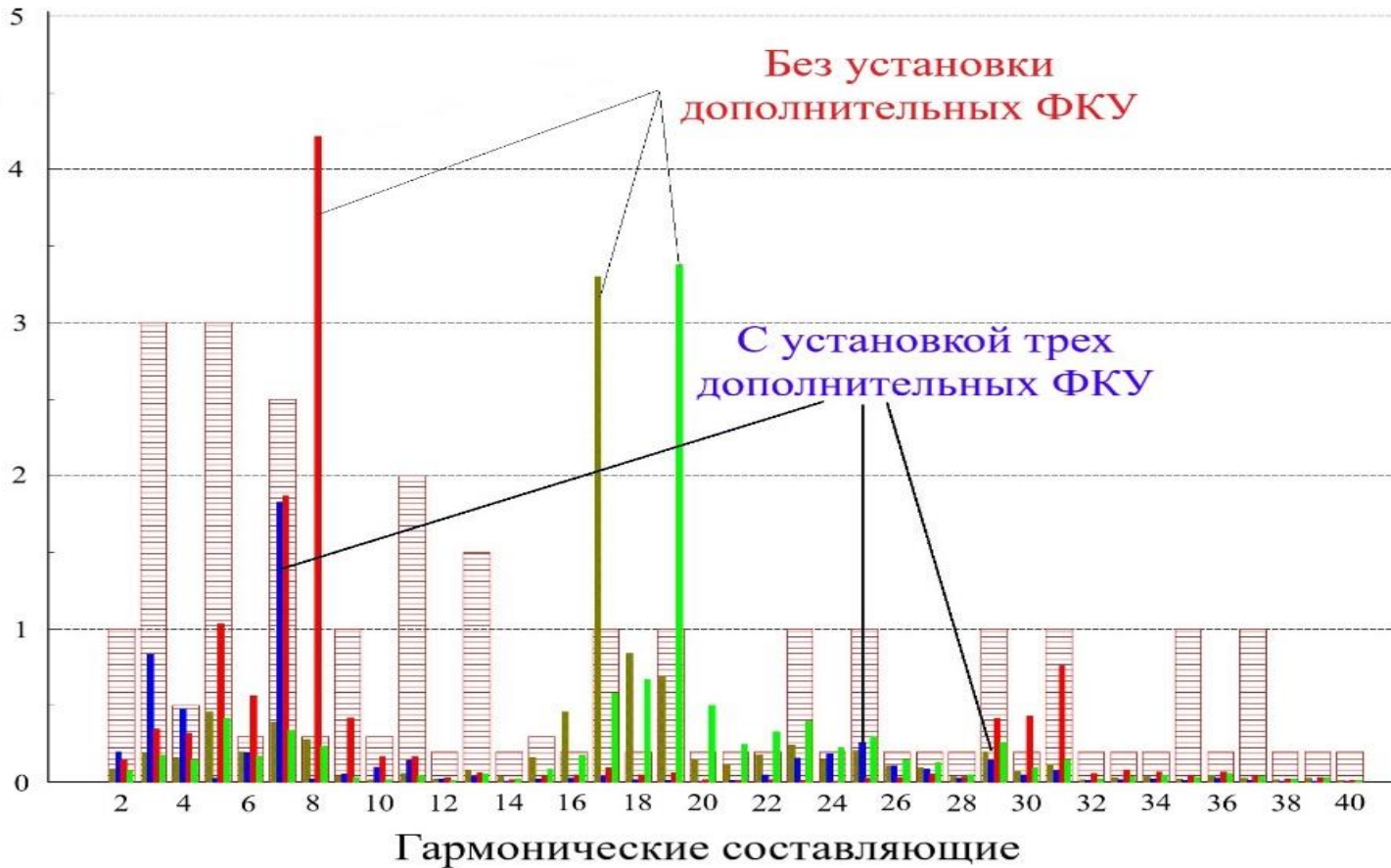


Рис. 23. Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 35 кВ
ПС 35/110 кВ при установке трех ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС

Для предотвращения резонансных явлений в сети 35 кВ предложено установить три дополнительных ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС со следующими параметрами:

- ФКУ-1 на 400 Гц, $S_{\text{ном}} = 0,8$ МВар, емкость – 2,05 мкФ, индуктивность – 77,4 мГн, активное сопротивление – 3,9 Ом
- ФКУ-2 на 250 Гц, $S_{\text{ном}} = 3,8$ МВар, емкость – 9,5 мкФ, индуктивность – 42,8 мГн, активное сопротивление – 1,3 Ом
- ФКУ-3 (широкополосный, второго порядка) на 850 Гц, $S_{\text{ном}} = 1$ МВар, емкость – 2,5 мкФ, индуктивность – 13,5 мГн, активные сопротивления: $R_s = 5,1$ Ом, $R_p = 20$ Ом

Промежуточные выводы

29

- Установка ФКУ заводами-изготовителями ВЭУ, в соответствии с требованиями IEEE 519-2014, не исключает риска возникновения резонанса напряжений на высоких частотах как в коллекторной сети ВЭС, так и в прилегающей распределительной сети
- При интеграции ВЭС в распределительную сеть длинными ВЛ (более 60 км для сети 110 кВ; более 12 км для сети 35 кВ) существуют риски возникновения резонанса напряжений на 7, 8 гармониках, что приводит к выходу величины гармонических составляющих напряжения в точке присоединения за пределы ограничивающими требованиями ГОСТ 32144-2013
- Уровень гармонических искажений напряжения в точке присоединения выше при присоединении ВЭС к сети 35 кВ, чем к сети 110 кВ, что обусловлено наличием во втором случае в составе СВМ ВЭС повышающего трансформатора 35/110 кВ, выполняющего роль фильтра высших гармоник
- Для снижения несинусоидальности в коллекторной сети ВЭС, а также в прилегающей распределительной сети при длине воздушной ЛЭП 110 кВ более 60 км и воздушной ЛЭП 35 кВ более 12 км эффективна установка дополнительных ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС
- Необходимо внести изменения в НТД в части обязательного выполнения анализа показателей качества электрической энергии при интеграции ВЭС в ЕЭС России

Разработка предложений по расчету параметров схем замещения ВЭС в отечественных программных комплексах расчетов токов КЗ

30

Причины и последствия некорректного моделирования ВЭУ:

Проектными организациями используются допущения при моделировании ВЭУ в АРМ СРЗА, RastrKZ, приводящие к существенному завышению расчётных значений токов подпитки мест КЗ от ВЭУ:

- применение моделей ВЭУ III и IV типа в виде синхронных генераторов
- неучет периодической составляющей в токе подпитки места КЗ от ВЭУ I, II и III типа, которая быстро затухает (около 100 мс)

При этом расчетные параметры настройки токовых защит оказываются завышенными по величине и времени срабатывания, что приводит к:

- неселективной работе устройств РЗ
- проблемам с обеспечением чувствительности устройств РЗ, особенно защит дальнего резервирования
- излишним отключениям ВЭУ IV типа функцией LVRT инверторных преобразователей при штатной работе устройств РЗ при КЗ в коллекторной или внешней электрической сети
- рискам повреждения электротехнического оборудования ВЭС

Требуется обеспечить устойчивую работу ВЭС в составе электрических сетей при всех видах нормативных возмущений, а также надежное функционирование электрических сетей при интеграции в них значительного количества ВЭС с ВЭУ различных типов

Типы применяемых в России ВЭУ:

- **I тип** – с асинхронным генератором с короткозамкнутым ротором (единичная установленная мощность до 0,5 МВт);
- **II тип** – с асинхронным генератором с фазным ротором и дополнительным сопротивлением в цепи ротора (единичная установленная мощность до 0,5 МВт);
- **III тип** – с асинхронным генератором двойного питания, в котором ток на обмотку ротора подается через силовой преобразователь (единичная установленная мощность от 1 до 5 МВт);
- **IV тип** – с синхронным генератором, подключаемым к коллекторной сети ВЭС через инверторный преобразователь (единичная установленная мощность от 1 до 5 МВт).

На сегодняшний день отсутствуют отечественные ПК, позволяющие с достаточной точностью моделировать поведение ВЭУ I, II, III и IV типа при различных видах КЗ.

Отсутствуют действующие нормативно-технические документы (НТД), содержащие утвержденную методику математического моделирования ВЭУ I, II, III и IV типа в отечественных ПК



ВЭС моделируются с рядом серьезных допущений

Расчетная модель сети с ВЭУ и характеристики ВЭУ

32

- Для выполнения сравнительных расчетов для ВЭУ различных типов использовался ПК PowerFactory DlgSILENT, ПК APM CP3A и RastrKZ
- Была разработана расчетная модель сети с ВЭС напряжением 35 кВ (рис. 1) ВЭУ I, II, III и IV типа и нагрузкой, параметры которой приведены в табл. 1

Цель исследования:
Определить возможности корректного моделирования различных видов ВЭУ в отечественных программных комплексах ПК APM CP3A и RastrKZ

Таблица 2.
Параметры расчетной модели в ПК PowerFactory

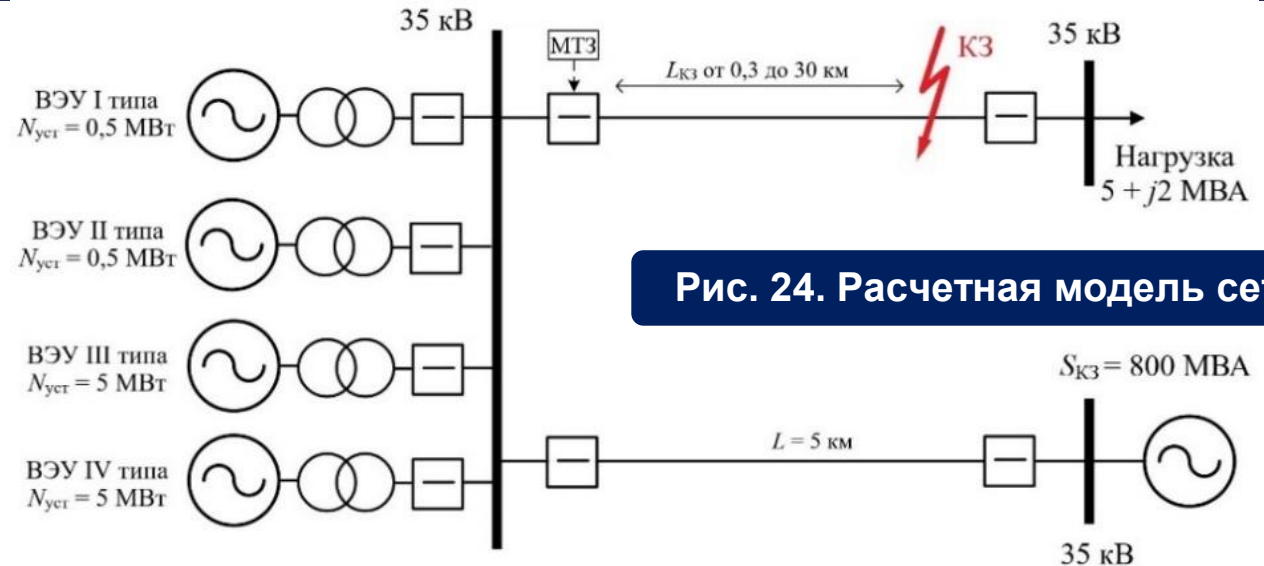


Рис. 24. Расчетная модель сети с ВЭУ

Ветроэнергетические установки	
Тип ВЭУ	Повышающий трансформатор 0,69/35 кВ
ВЭУ I типа $N_{уст} = 0,5$ МВт	$S_{ном} = 800$ кВА
ВЭУ II типа $N_{уст} = 0,5$ МВт	$S_{ном} = 800$ кВА
ВЭУ III типа $N_{уст} = 5$ МВт	$S_{ном} = 5600$ кВА
ВЭУ IV типа $N_{уст} = 5$ МВт	$S_{ном} = 5600$ кВА
Электросетевые элементы	
КЛ от ВЭС до нагрузки	АПвПуг-35 3х(1х400) с $L = 0,3$ до 30 км
КЛ от ВЭС до внешней электрической сети	АПвПуг-35 3х(1х400) с $L = 5$ км
Мощность нагрузки	$5 + j2$ МВА
Внешняя сеть	$S_{кз} = 800$ МВА

Особенности расчетов переходных процессов

33

- В расчетах токов КЗ моделировалось нормативное возмущение в виде трехфазного КЗ на различных расстояниях от ВЭУ ($L = 0,3 - 30$ км)
- Отключение КЛ 35 кВ при КЗ производилось с выдержкой времени 150 мс от момента КЗ, с учетом времени срабатывания основной защиты КЛ, а также собственного времени отключения выключателя
- Периодическая составляющая тока подпитки места КЗ от ВЭУ достаточно быстро затухает ≈ 100 мс, что может вызвать неправильное действие устройств РЗ, так как не обеспечивается чувствительность пусковых органов РЗ, что характерно для ВЭУ III и IV типа
- В руководстве по эксплуатации одного из устройств РЗ указывается, что время срабатывания при двукратном входном токе по отношению к уставке срабатывания, с учетом времени действия выходного реле, составляет не более 25 мс
- Для оценки правильности работы пусковых органов быстродействующих защит важно учитывать действующее значение фазного тока КЗ и его изменение в течение не менее 25 мс
- При анализе электромеханических переходных процессов оценивалось действующее значение тока подпитки места КЗ от ВЭУ различных типов в начальный момент времени и в момент времени 25 мс от начала КЗ

Результаты расчетов действующих значений фазных токов подпитки места КЗ от ВЭУ (КЗ на расстояниях от 0,3 до 30 км)

34

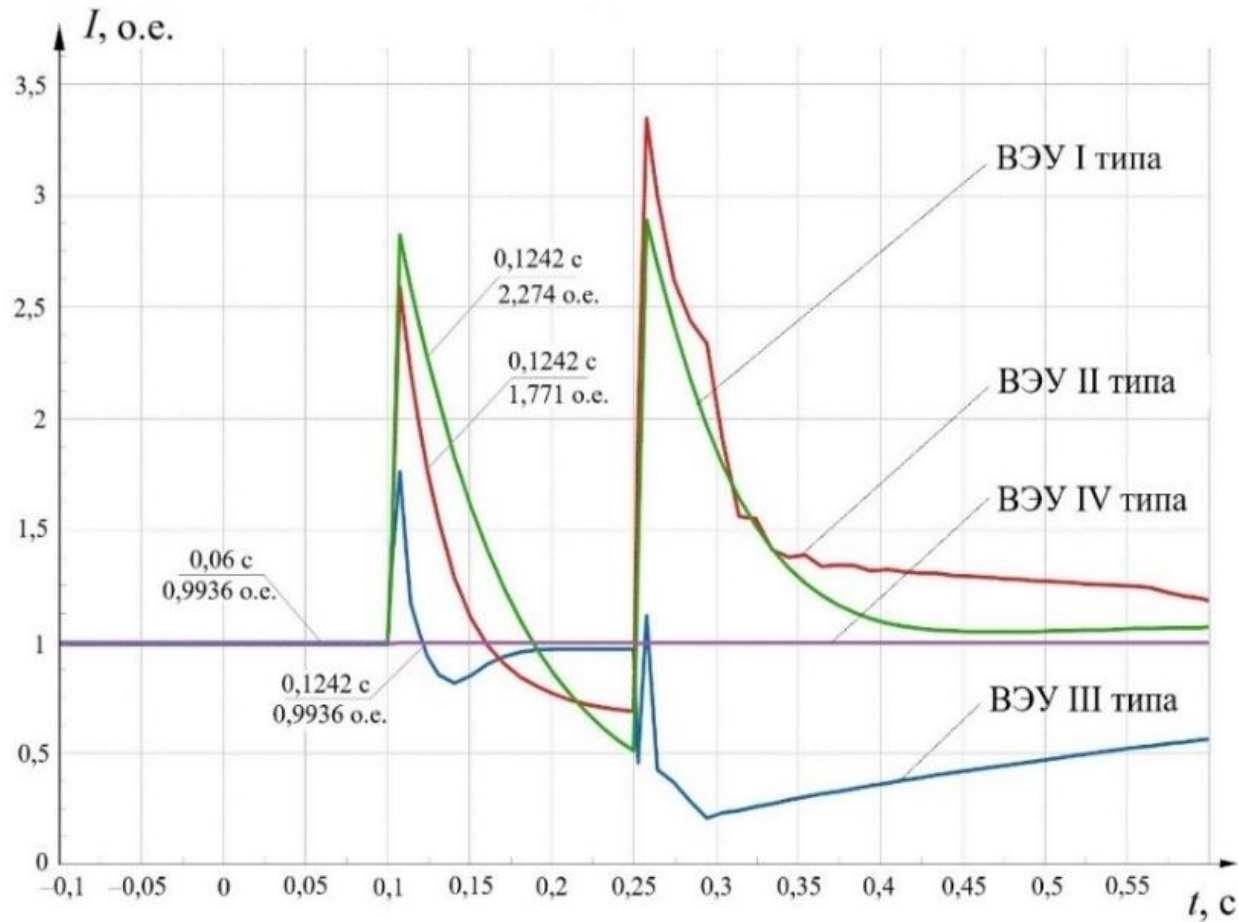


Рис. 25. Результаты расчетов действующих значений фазных токов подпитки места КЗ от ВЭУ различных типов при трехфазном КЗ на расстоянии 0,3 км от ВЭУ

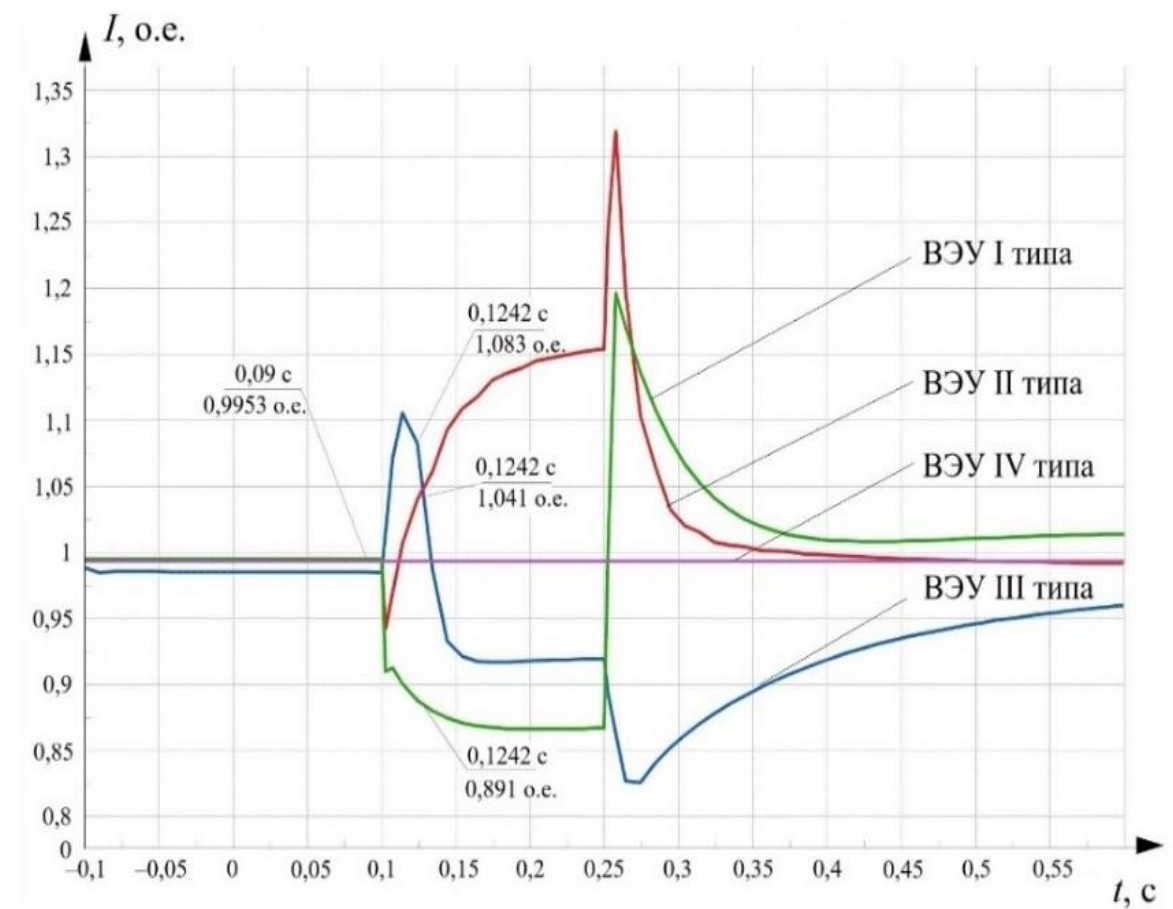


Рис. 26. Результаты расчетов действующих значений фазных токов подпитки места КЗ от ВЭУ различных типов при трехфазном КЗ на расстоянии 30 км от ВЭУ

Обобщенные результаты расчетов электромеханических переходных процессов при трехфазных КЗ

35

- График для ВЭУ IV типа полностью совпадает с графиком для ВЭУ III типа, поэтому показан параллельной линией
- Действующие значения фазных токов подпитки места КЗ от ВЭУ разных типов в момент времени 25 мс от начала трехфазного КЗ приведены в табл. 3

Таблица 3. Действующие значения фазных токов подпитки места КЗ от ВЭУ разных типов в момент времени 25 мс от начала трехфазного КЗ

Расстояние от ВЭУ до места КЗ, км	Действующие значения токов подпитки места КЗ от ВЭУ, о.е.			
	I тип	II тип	III тип	IV тип
3	1,9	1,6	1,0	1,0
6	1,7	1,5	1,0	1,0
9	1,5	1,3	1,0	1,0
15	1,0	1,1	1,0	1,0

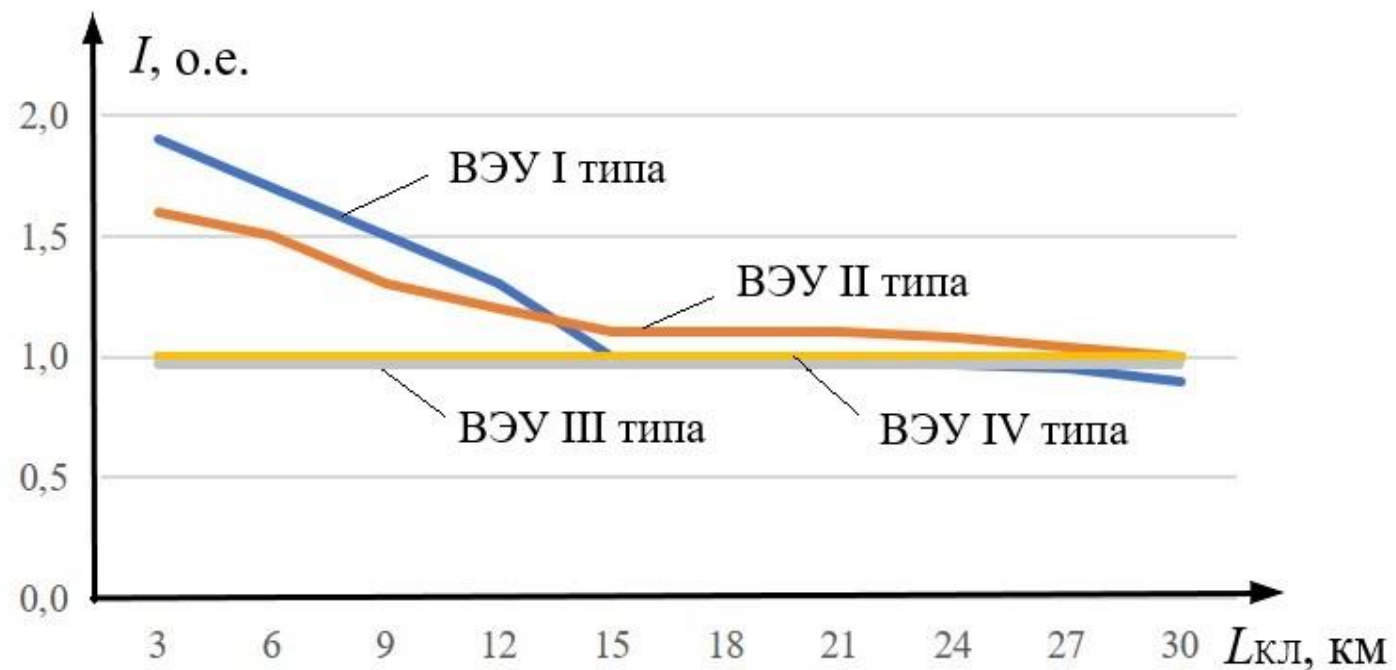


Рис. 27. Графики зависимости величин действующих значений фазных токов подпитки места КЗ от ВЭУ различных типов через 25 мс от начала трехфазного КЗ

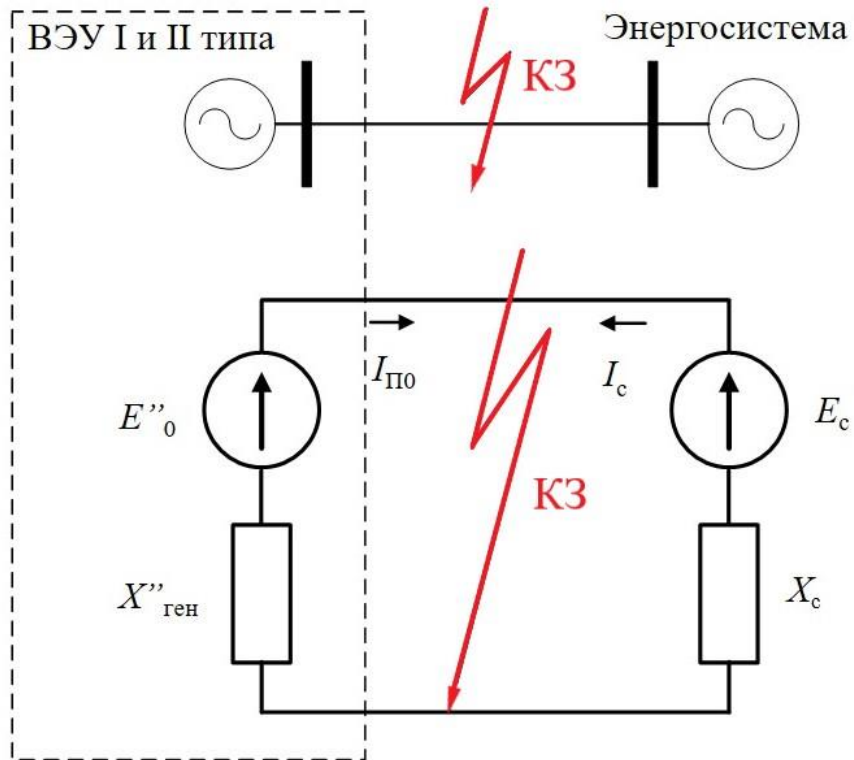
Анализ результатов расчетов переходных процессов

36

- Реакции ВЭУ I и II типа на трехфазное КЗ частично схожи из-за наличия в их составе асинхронных генераторов, подключенных через повышающий трансформатор к коллекторной сети ВЭС
- Величина подпитки места КЗ от ВЭУ I и II типа через 25 мс от начала КЗ составляют $1,9/I_{ном}$ и $1,6/I_{ном}$ соответственно при близких к ВЭУ КЗ, а на расстоянии места КЗ от ВЭУ 15 км и более **снижается до $I_{ном}$**
- Реакция ВЭУ III типа на трехфазное КЗ частично похожа на реакцию ВЭУ I и II типа из-за наличия асинхронного генератора в своем составе, однако в начальной части графика она существенно отличается из-за наличия силового преобразователя в цепи ротора, защищающего обмотку ротора от перенапряжений при близких КЗ
- Величина подпитки места КЗ от ВЭУ III и IV типа близко к значению $I_{ном}$ вне зависимости от места трехфазного КЗ
- В отечественных ПК АРМ СРЗА и RastrKZ при расчете периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени (сверхпереходный ток) источник тока **предлагается задавать как источник напряжения в виде «ЭДС за сопротивлением», с пересчетом параметров**
- Моделировать **ВЭУ I и II типа** с асинхронными генераторами в отечественных ПК АРМ СРЗА и RastrKZ для расчета токов КЗ следует **упрощенным способом, в соответствии со схемой замещения асинхронного генератора**

Расчет параметров схемы замещения ВЭУ I и II типа

37



$$X''_{\text{ген}} = \frac{1}{I_{\text{пуск}}},$$

где $I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток асинхронного генератора ($I_{\text{пуск}} = 4-5$ о.е.)

Сверхпереходная ЭДС асинхронного генератора (E''_0) в момент, предшествующий КЗ, можно определить по выражению:

$$E''_0 = \sqrt{(U_0 - I_0 X''_{\text{ген}} \sin \varphi_0)^2 + (I_0 X''_{\text{ген}} \cos \varphi_0)^2}$$

где U_0 – напряжение на выводах статора асинхронного генератора в момент времени, предшествующий КЗ (допускаем $U_0 = U_{\text{ном}}$);

I_0 – ток статора асинхронного генератора в момент времени, предшествующий КЗ (допускаем $I_0 = I_{\text{ном}}$);

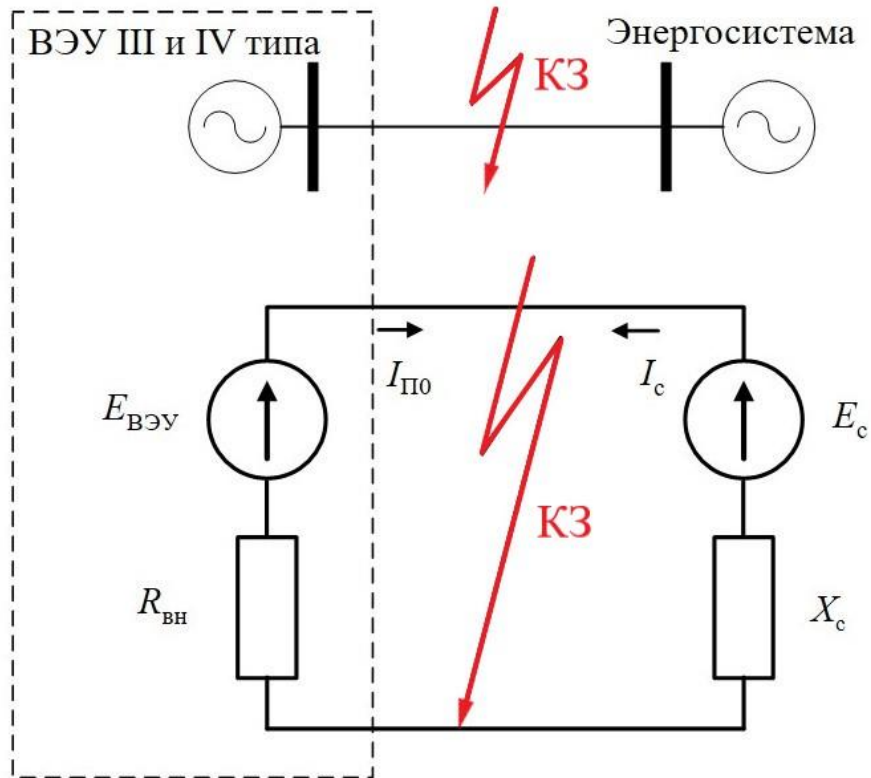
$\cos \varphi_0$ – коэффициент мощности асинхронного генератора в момент времени,

предшествующий КЗ (допускаем $\cos \varphi_0 = \cos \varphi_{\text{ном}}$); $\sin \varphi_0 = \sin \varphi_{\text{ном}}$;

$X''_{\text{ген}}$ – сверхпереходное сопротивление асинхронного генератора ВЭУ I и II типа

Расчет параметров схемы замещения ВЭУ III и IV типа

38



где $I_{ИНВ}$ – максимально возможный ток инверторного преобразователя ВЭУ, определяемый с учетом допустимой перегрузки, заданной заводом-изготовителем, как правило, $I_{ИНВ} = (1 - 1,2) I_{НОМ}$

Для обеспечения постоянной величины тока подпитки ВЭУ введем $R_{ВН} = 10000 \text{ Ом}$
Определим ЭДС ВЭУ III, IV типа:

$$E_{ВЭУ} = \sqrt{3} I_{НОМ} \cdot R_{ВН} ,$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток ВЭУ III типа (паспортные данные); $R_{ВН}$ – внутреннее сопротивление источника ЭДС

Для минимизации влияния места КЗ на величину тока подпитки от ВЭУ III, IV типа введем внутреннее сопротивление источника тока и получим:

$$E_{ВЭУ} = \sqrt{3} \cdot I_{НОМ} \cdot R_{ВН} = 17321 I_{НОМ} .$$

Для обеспечения подпитки места КЗ реактивной составляющей тока КЗ от ВЭУ необходимо задавать угол $E_{ВЭУ}$ равный -90 градусов

Результаты сравнительного анализа при моделировании в отечественных программных комплексах RastrKZ и APM CP3A

39

Таблица 4. Сравнительный анализ расчетов действующих значений фазных токов подпитки места КЗ от ВЭУ разных типов в момент времени 25 мс от начала трехфазного КЗ в разных программных комплексах

Расстояние от ВЭУ до места КЗ, км	Величина периодической составляющей тока подпитки места КЗ от ВЭУ, о.е.											
	I тип			II тип			III тип			IV тип		
	PF	APM CP3A	Rastr KZ	PF	APM CP3A	Rastr KZ	PF	APM CP3A	Rastr KZ	PF	APM CP3A	Rastr KZ
3	1,9	2,0	2,0	1,6	1,7	1,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
6	1,7	1,8	1,8	1,5	1,6	1,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
9	1,5	1,5	1,5	1,3	1,4	1,4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Величина периодической составляющей тока подпитки места КЗ от ВЭУ I, II, III и IV типа, рассчитанная в отечественных ПК APM CP3A и RastrKZ в соответствии с предложенным подходом, отличается от результатов расчетов в ПК PowerFactory с верифицированными моделями ВЭУ не более чем на 10 %. Данная точность является допустимой для расчетов токов КЗ и выбора уставок устройств РЗ, учитывая используемые упрощения

Промежуточные выводы

40

- В отечественных ПК АРМ СРЗА и RastrKZ отсутствуют возможности для полноценного математического моделирования ВЭУ различных типов при выполнении расчетов токов КЗ, но предусмотрено выполнение расчета периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени, т.е. сверхпереходного тока
- Отсутствие действующего НТД с утвержденной методикой математического моделирования ВЭУ различных типов в отечественных ПК приводит к их ошибочному учету в виде синхронных генераторов, что вызывает неправильную работу устройств РЗ
- Результаты расчетов электромеханических переходных процессов в ПК PowerFactory показали, что периодическая составляющая тока подпитки места КЗ от ВЭУ быстро затухает (≈ 100 мс), что приводит к неправильной работе РЗ из-за недостаточной чувствительности пусковых органов к токам подпитки мест КЗ от ВЭУ III и IV типа
- Предложено в ПК АРМ СРЗА и RastrKZ при моделировании ВЭУ задавать источник тока в виде источника напряжения «ЭДС за сопротивлением» с соответствующим пересчетом параметров
- Сравнительные результаты расчетов периодической составляющей тока подпитки места КЗ от ВЭУ I, II, III и IV типа, выполненные в ПК PowerFactory, а также ПК АРМ СРЗА и RastrKZ, в соответствии с предложенным подходом, показали, что отличия не превышают 10 %

1. При существующем подходе к интеграции ВЭС в состав ЕЭС России существуют риски:

- излишние отключения ВЭУ функцией LVRT
- завышенные расчетные значения ТКЗ, приводящие к неселективной работе РЗА, необеспечению чувствительности РЗА
- повреждение электротехнического оборудования ВЭУ из-за перенапряжения при резонансных явлениях

2. Предложены новые методы и способы по решению вышеперечисленных проблем с подтверждением на верифицированных расчетных моделях ВЭС в ПК PowerFactory

3. Предложен метод расчета параметров схем замещения ВЭС в отечественных программных комплексах RastrKZ, АРУ РЗА, повышающий точность поведение оборудования ВЭС при коротких замыканиях

- 1. Выбор оптимального варианта организации заземления нейтрали в коллекторной сети 35 кВ ВЭС при ее интеграции в ЕЭС России**
- 2. Проведение подтверждающих экспериментов по конструктивным изменениям инверторного оборудования ВЭУ для адаптации функции LVRT**
- 3. Современные подходы к организации релейной защиты внутренней и внешней сети ВЭС при ее интеграции в ЕЭС России**



БЛАГОДАРЮ ЗА ВНИМАНИЕ!

Симонов Александр Владимирович