НАУКА

виЭ

УДК 621.311

E

Авторы: Симонов А.В.,

ООО «РТСофт-СГ», г. Екатеринбург, Россия, **д.т.н. Илюшин П.В.,** Институт энергетических исследований Российской академии наук, г. Москва, Россия.

Simonov A.V.,

RTSoft-Smart Grid LLC, Ekaterinburg, Russia, **D.Sc. Ilyushin P.V.,** Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Abstract: high energy and ecological efficiency of renewable energy sources (RES) promotes their widespread construction across the globe. As the share of the wind power plants (WPP) in the generation grows, it becomes important that their reliability is maintained despite the reference incidents in the adjacent grids. Massive WPP wind driven generators (WDG) shutdowns may be caused by the incorrect WDG Low Voltage Ride Through (LVRT) function setup, incorrect setup parameters of relay protections (RP)

МЕТОДИКА И АЛГОРИТМ ПРОВЕРКИ ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ ФУНКЦИИ LVRT ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ВЕТРОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ИХ ИНТЕГРАЦИИ В ЕЭС РОССИИ

THE METHODOLOGY AND ALGORITHM USED TO CHECK THE LVRT FUNCTION SETUP PARAMETERS IN WIND DRIVEN GENERATORS OF WIND POWER PLANTS BEING INTEGRATED IN THE RUSSIAN UPS

Аннотация: высокая энергетическая и экологическая эффективность возобновляемых источников энергии (ВИЭ) способствует их массовому строительству во многих странах. Рост доли ветровых электростанции (ВЭС) в структуре генерирующих мощностей требует обеспечения их надежного функционирования при нормативных возмущениях в прилегающей сети. Массовые отключения ветроэнергетических установок (ВЭУ) на ВЭС возможны из-за неправильной настройки функции Low Voltage Ride Through (LVRT) ВЭУ, некорректного выбора параметров настройки устройств релейной защиты (РЗ) в прилегающей сети, а также отключений в инверторах ВЭУ функции инжекции реактивного тока при внешних коротких замыканиях (КЗ). Отключения ВЭУ при провалах напряжения могут приводить к аварийным набросам нагрузки на прилегающую сеть и другие генерирующие установки традиционных электростанций, а также утяжелению послеаварийных режимов в энергосистемах. В настоящее время в России отсутствует утвержденная методика проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ. В статье представлены разработанные методика и алгоритм проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ при их интеграции в ЕЭС России. Для подтверждения соответствия ВЭУ российским техническим требованиям необходимо выполнение расчетов электромеханических переходных процессов и проведение сравнительного анализа результатов расчетов с параметрами настройки функции LVRT ВЭУ. Обоснована эффективность активации на всех ВЭУ функции инжекции реактивного тока при КЗ во внешней сети для предотвращения срабатывания функции LVRT ВЭУ во временном диапазоне 0-200 мс. Представлены рекомендации по изменению параметров настройки и модернизации устройств РЗ в прилегающей к ВЭС сети.

Ключевые слова: ветроэнергетическая установка, инвертор, функция Low Voltage Ride Through (LVRT), провалы напряжения, инжекция реактивного тока, технические требования, нормативное возмущение, релейная защита.

in the adjacent grid, as well as disabling the reactive current injection function in WDG inverters during external short circuits (SC). WDG shutdowns

Введение

В последние годы в мировой электроэнергетике поэтапно реализуются организационные и технические мероприятия, направленные на коренное преобразование энергосистем. Основными принципами преобразований является декарбонизация, децентрализация и цифровизация электроэнергетики. Это требует внесения изменений в технические требования к применяемому в энергосистемах основному и вспомогательному оборудованию [1-3].

52 01 / Март 2022

Интенсивное строительство ВИЭ во многих странах мира обусловлено их высокой энергетической и экологической эффективностью, что содействует снижению зависимости от импорта газа и нефти. Устойчивый тренд на снижение удельных капитальных вложений в строительство ВИЭ содействует их широкому внедрению в энергосистемах [4].

В отчете Bloomberg NEF и Программы Организации Объединенных Наций по окружающей среде отмечается, что за последние 10 лет на ветровых (ВЭС) и солнечных электростанциях (СЭС) было введено больше генерирующих мощностей, чем на любых других источниках энергии. Существуют планы по полному переходу отдельных стран мира на выработку электроэнергии только ВИЭ, например, в Швеции – к 2040 г., в Канаде – к 2050 г.

По оценкам экспертов доля ВЭС и СЭС к концу 2024 г. в России составит около 2% от суммарной установленной мощности всего генерирующего оборудования, и около 0,8% от общего объема выработки электроэнергии. Учитывая ограничения на перетоки мощности между объединенными энергосистемами (ОЭС) и региональными энергосистемами, следует проводить расчеты предельно допустимых мощностей ВИЭ на уровне региональных энергосистем в индивидуальном порядке.

В ОЭС Юга к концу 2024 г. при суммарной установленной мощности генерирующего оборудования на ТЭС, ГЭС, АЭС и ГАЭС – 24,8 ГВт установленная мощность ВЭС и СЭС составит 3,6 ГВт, т.е. 14,5%, при этом существенно снизится доступный регулировочный диапазон на ТЭС. В Республике Калмыкия при установленной мощности ТЭС – 18 МВт на начало 2022 г. было введено в эксплуатацию 6 крупных ВИЭ суммарной установленной мощностью 413,1 МВт. После ввода в эксплуатацию второго пускового комплекса на Аршанской СЭС – 37,6 МВт в 2022 г. она составит 450,7 МВт при максимуме электропотребления региона 124 МВт [5].

Первые ВЭУ оснащались достаточно простыми защитами с целью предотвращения их повреждений при КЗ в прилегающей сети. Для этого применялись защиты минимального напряжения, действующие на отключение ВЭУ без выдержки времени при снижении напряжения в сети ниже 0,8*U*_{ном}. Это позволяло заводам-изготовителям упрощать конструкции ВЭУ, минимизируя затраты на их производство.

С ростом доли ВЭС в структуре генерирующих мощностей указанный подход стал приводить к увеличению времени простоя ВЭУ при аварийных возмущениях в прилегающей сети, а также к системным авариям. Поэтому в 2003 г. сетевые операторы E.ON и VET (Германия) одними из первых включили в свои сетевые кодексы технические требования к ВЭУ, интегрируемым в сети: ВЭУ должны надежно функционировать при кратковременных провалах напряжения на любой или всех фазах в прилегающей сети, в соответствии с заданной вольт-секундной характеристикой LVRT [6, 7]. Это позволило не допускать массовых отключений ВЭУ при правильной работе устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) в прилегающей к ВЭС сети.

Известны случаи, когда в результате неправильной настройки функции LVRT ВЭУ или некорректном выборе параметров настройки устройств РЗА в прилегающей к ВЭС сети происходили массовые отключения ВЭУ [8]. Это приводило к утяжелению послеаварийных режимов в энергосистемах из-за возникновения значительных дефицитов активной мощности [9].

Современные ВЭУ интегрируются в энергосистемы через инверторы, в которых реализуется функция LVRT. Параметры ее настройки, по умолчанию, соответствуют техническим требованиям нормативнотехнических документов (НТД), например, сетевых кодексов тех стран, где они разработаны. Если ВЭУ изготавливаются по лицензии в других странах мира, в том числе в России, то параметры настройки функции LVRT, как правило, соответствуют техническим требованиям НТД страны, где находится лицензиар.

Технические требования к ВЭУ в сетевых кодексах разных стран мира отличаются от аналогичных технических требований в России, которые определяются в соответствии с [10], где приведен перечень нормативных возмущений, при которых ВЭУ не должны отключаться от сети. В настоящее время в России отсутствует утвержденная методика проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ, что усложняет работу проектировщиков, занимающихся разработкой схем выдачи мощности ВЭС. caused by voltage dips can result in emergency load rise in the adjacent grid and other traditional power plants generators as well as aggravate postemergency conditions in the energy systems. Russia currently has no approved methodology to check the WDG LVRT function setup parameters. The article presents the developed methodology and algorithm used to check the LVRT setup parameters for the WDGs being integrated in the Russian UPS. A WDG is proven to be compliant to the Russian technical requirements via a set of electromechanical transient's calculations, the results of which are then analyzed comparatively against the WDG LVRT function setup parameters. The paper iustifies the efficiency of the external fault reactive current injection function activation in all WDGs to prevent the WDG LVRT function trip in the 0-200 ms timespan. It also provides recommendations on the changes in the RP setup and modernization in the grids adjacent to WPPs.

Keywords: wind driven generator, invertor, Low Voltage Ride Through (LVRT), voltage dips, reactive current injection, technical requirements, reference incident, relay protection.

НАУКА

вИЭ



Симонов Александр Владимирович В 2000 г. окончил электротехнический факультет Уральского государственного технического университета. Директор обособленного подразделения ООО «РТСофт-СГ».



Илюшин Павел Владимирович

В 1997 г. окончил факультет энергетики НГТУ. В 2020 г. в АО «НТЦ ФСК ЕЭС» защитил докторскую диссертацию на тему «Совершенствование противоаварийного и режимного управления энергорайонов с распределенной генерацией». Руководитель Центра интеллектуальных электроэнергетических систем и

распределенной энергетики

ФГБУН «ИНЭИ РАН»

Целью статьи является разработка методики и алгоритма проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ при их интеграции в ЕЭС России с целью обеспечения надежного функционирования ВЭС.

Общие вопросы выбора параметров настройки функции LVRT ВЭУ

Для выполнения проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ необходимо получить расчетные величины остаточных напряжений (U_{ост}) и длительности провалов напряжения на выходе инверторов ВЭУ при всех видах нормативных возмущений. Кроме того, необходимо иметь заводскую вольт-секундную характеристику функции LVRT для конкретного типа ВЭУ, форма которой зависит от заданных алгоритмов в системе автоматического регулирования (САР) ВЭУ, удаленности ВЭУ от центров питания (*X*_{экв сети} в точке подключения), а также параметров настройки функции инжекции реактивного тока при внешних КЗ. Последняя функция необходима для обеспечения надежной работы устройств РЗА, устойчивости энергосистемы и увеличения скорости восстановления напряжения после ликвидации K3 [11].

Практический опыт показывает, что функция инжекции реактивного тока при внешних КЗ на поставляемых в Россию ВЭУ не всегда корректно настроена, а в некоторых случаях выведена из работы, в соответствии с техническими требованиями сетевых кодексов других стран [12]. В настоящее время в российских НТД отсутствуют технические требования к ВЭУ в части активации данной функции при провале напряжения на выходе инвертора.

В сетевом кодексе E.ON изложены следующие технические требования к функции инжекции реактивного тока при внешних K3:

 регулирование напряжения должно быть реализовано в течение не более 20 мс (один период промышленной частоты) после фиксации провала напряжения посредством инжекции реактивного тока величиной не менее 2% от I_{ном} на каждый 1% провала напряжения;

• обеспечить максимальную величину выходного реактивного тока, но не менее 100% от *I*_{ном} [12].

График зависимости величины инжекции реактивного тока ВЭУ от глубины провала напряжения при КЗ в прилегающей сети приведен на рис. 1.

Зона нечувствительности (пунктирные линии на рис. 1) может быть задана от 0 о.е. до требуемого значения. На рис. 1 инжекция реактивного тока начинается при глубине провала напряжения (ΔU) величиной 0,1 о.е. Коэффициент приращения инжекции реактивного тока (К) может изменяться в диапазоне от 0 до 10, по техническим требованиям E.ON $K = \Delta I_{\text{neakt}} / \Delta U = 2$. В САР инверторов возможно задать приоритет выдачи активной или реактивной мошности (комбинация в пропорции) при провале напряжения, а также то, что величина инжектируемого реактивного тока может добавляться дополнительно к той, которая была в доаварийном режиме, но не более 1,024 *I*_{ном}.

На рис. 2 приведен график зависимости величины инжекции реактивного тока от времени при провале напряжения в результате КЗ во внешней сети.

В соответствии с техническими требованиями время фиксации провала напряжения (t_0) должно быть менее 10 мс, а время прекращения выдачи активной мощности (t_1) не более 10 мс от начала K3. Максимальное время до начала инжекции реактивного тока (t_2) должно быть не более 10,1 мс, а максимальное время до достижения реак-



Рис. 1. График зависимости величины инжекции реактивного тока ВЭУ от глубины провала напряжения при КЗ



01 / Март 2022



E

Рис. 2. График зависимости величины инжекции реактивного тока от времени при возникновении провала напряжения в результате КЗ

тивного тока до величины 0,9(0,95) $I_{\rm HOM}(t_3)$ должно быть не более 50(55) мс. Время достижения реактивным током заданного установившегося значения в диапазоне +20% / -10% (t_4) должно быть не более 80 мс. Максимальное кратковременное превышение величины реактивного тока над установившимся значением должно быть не более 0,1 $I_{\rm HOM}$. Все временные интервалы отсчитывают от момента провала напряжения на выходе инвертора ВЭУ при КЗ.

Для определения допустимости сохранения заданных заводом-изготовителем настроек функции LVRT ВЭУ, а также оценки эффективности реализации функции инжекции реактивного тока при провале напряжения в результате внешнего КЗ (в прилегающей сети) необходимо:

• подготовить расчетную схему сети с ВЭС для выполнения расчетов электромеханических переходных процессов в выбранном программном комплексе (ПК) расчетов режимов (раздел 1);

• определить глубину детализации расчетов режимов (раздел 2);

• сформировать сценарные условия для расчетов режимов (раздел 3);

• выполнить расчеты электромеханических переходных процессов (раздел 4);

• провести сравнительный анализ результатов расчетов электромеханических переходных процессов с параметрами настройки функции LVRT ВЭУ (раздел 5).

1. Подготовка расчетной схемы сети с ВЭС в ПК расчетов режимов

В статье рассмотрены основные подходы к проверке параметров настройки функции LVRT ВЭУ при их интеграции в ЕЭС России на примерах моделирования режимов работы ВЭС в ПК PowerFactory. Приведены примеры эффективного использования функции инжекции реактивного тока при внешних КЗ. Присоединение ВЭУ к сети через инвертор является более эффективным с точки зрения обеспечения устойчивости ВЭУ и энергосистемы в целом, благодаря возможности инжекции реактивного тока при возникновении КЗ в прилегающей сети, по сравнению с генераторами двойного питания [12].

Учитывая, что измерительный орган напряжения функции LVRT ВЭУ осуществляет контроль напряжения 690 В на выходе инвертора, который действует без выдержки времени на отключение автоматического выключателя ВЭУ на напряжении 690 В, в соответствии с заданной характеристикой LVRT, то расчетная схема сети должна включать:

• внутреннюю (коллекторную) сеть ВЭС;

• верифицированную модель ВЭУ с инвертором, САР и защитами;

- общестанционный регулятор ВЭС;
- регуляторы ветровых турбин ВЭУ;
- собственные защиты ВЭУ, в том числе функцию LVRT;

 внешнюю сеть ВЭС, в которую осуществляется выдача мощности [13].

1.1. Расчетная схема внутренней (коллекторной) сети ВЭС в объеме, необходимом для анализа настройки функции LVRT ВЭУ

Внутренняя (коллекторная) сеть ВЭС должна содержать:

• технические характеристики (*R*, *X*, *B*) кабельных (воздушных) линий электропередачи, которыми ВЭУ присоединяются к распределительному устройству и соединяются между собой. Указанные технические характеристики можно получить расчетным путем, при наличии информации о марках кабеля (провода) и их длине;

• характеристики силовых трансформаторов или их типы:

- номинальная мощность, $S_{\text{ном}}$, MBA;
- номинальное высшее напряжение, U_{BH}, кВ;
- номинальное низшее напряжение, U_{HH}, кВ;
- номинальный ток, *I*_{ном};
- напряжение короткого замыкания, *u*_к, %;
- ток холостого хода, ΔP_{xx} , кВт;
- потери короткого замыкания, ΔP_{κ_3} , кВт;
- диапазон изменения коэффициента трансформации.
- величина нагрузки собственных нужд ВЭС.

1.2. Верифицированная модель ВЭУ, с инвертором, САР и защитами

Верифицированная модель ВЭУ в своем составе содержит большое количество технических характеристик. В статье приведены только те из них, которые необходимы для проверки параметров настройки функции LVRT.

Для задания параметров настройки функции LVRT в ПК PowerFactory используется модуль «Protection»

(«Защита») в составе динамической модели ветрогенератора (инверторное включение ВЭУ), представленный на рис. 3.

Состав защит модуля «Protection» в ПК PowerFactory приведен на рис. 4.

Блок «Over-Under Voltage» (рис. 4) содержит в своем составе логические элементы, осуществляющие сравнение измеренных величин напряжения (модуль) и длительностей провалов напряжения на выходе инвертора ВЭУ с заданными параметрами срабатывания функции LVRT. При большей глубине и длительности провала напряжения в блоке «Over-Under Voltage» формируется команда на отключение автоматического выключателя 690 В на ВЭУ.

Пример табличной формы в ПК PowerFactory для ввода параметров срабатывания функций LVRT (UVRT) и защит от повышения/понижения частоты на выходе инвертора ВЭУ приведен на рис. 5.

1.3. Расчетная схема внешней сети ВЭС

Расчетная схема внешней сети ВЭС должна содержать фрагмент энергосистемы, к которой планируется присоединение ВЭС, позволяющий проводить адекватные расчеты электромеханических переходных процессов. Для этого в схему внешней сети необходимо ввести модели генерирующего оборудования с автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ) и частоты вращения (АРЧВ), параметры нагрузки в узлах сети и определить соответствующий балансирующий узел. Суммарная мощность генерирующего оборудования во внешней сети должна быть, как правило, в 5-7 раз больше номинальной мощности присоединяемой ВЭС.

> В этом случае остальную часть энергосистемы (более удаленную) допустимо представлять эквивалентом.

2. Определение глубины детализации расчетов режимов

Глубина детализации расчетов режимов во внешней сети определяется исходя из схемы присоединения ВЭС, а также критерия проверки устойчивой работы ВЭУ (несрабатывание функции LVRT) при всех нормативных возмущениях в прилегающей сети. Для присоединения ВЭС к сетям напряжением 110-220 кВ, как правило, используются три варианта схем [14, 15]:

1) «заход-выход» №6 (№6Н) – рис. 6 а;

2) «отпайкой (ответвлением) от ЛЭП» с «блоком линия-трансформатор» №3Н – рис. 6 б;

3) «блок линия-трансформатор» №3Н с подключением к шинам 110-220 кВ подстанции (ПС) в прилегающей сети – рис. 6 в.

Опыт выполнения расчетов режимов показывает, что достаточно провести расчеты на ближайших к ВЭС энергообъектах при всех видах нормативных возмущений, чтобы оценить правильность выбо-



Рис. 3. Динамическая модель ветрогенератора ВЭУ



Рис. 4. Состав защит модуля «Protection»

01 / Март 2022

Основные данные	Общие Расширенный 1 Расширенный 2 Расшире	нный 3	OK
Описание	<u>Имя</u> Protection		UN
		rotection	Отмена
	Скрипт конфигурации Э		События
			Іассивы / Матри
	Выведено из работы А-устоичивыи алгориты	Danautorn	
		Tiopomerp	
	Umax1 Threshold slow overvoltage protection [p.u.]	1,1	
	t_Umax1 Tripping delay slow overvoltage protection [s]	60,	
	Umax2 Threshold fast overvoltage protection [p.u.]	1,15	
	t_Umax2 Tripping delay fast overvoltage protection [s]	0,1	
	Umin1 Threshold slow undervoltage protection [p.u.]	0,8	
	t_Umin1 Tripping delay slow undervoltage protection [s]	1,5	
	Umin2 Threshold fast undervoltage protection [p.u.]	0,45	
	t_Umin2 Tripping delay fast undervoltage protection [s]	0,8	
	Fmax Threshold overfrequency protection [Hz]	51,5	
	t_Fmax Tripping delay overfrequency protection [s]	0,1	
	Fmin Threshold underfrequency protection [Hz]	47,5	
	t_Fmin Tripping delay underfrequency protection [s]	0,1	
	Ulow Minimum voltage for frequency protection [p.u.]	0,8	
	Tfblock Frequency protection blocking time after UVRT [s]	0,1	
	TfMA Time window for moving average of frequency [s]	0,3	
	Tmax Maximum simulation time step [s]	0,02	

Рис. 5. Табличная форма для ввода параметров срабатывания функций LVRT (UVRT) и защит от повышения/понижения частоты

ра параметров настройки функции LVRT ВЭУ. При проведении расчетов следует учитывать полное время ликвидации возмущений, включая собственное время отключения высоковольтных выключателей, а также время срабатывания устройств РЗА (основных защит; УРОВ; вторых ступеней резервных защит; устройств АПВ).

В случае выявления срабатывания функции LVRT ВЭУ при нормативных возмущениях на ближайших к ВЭС энергообъектах необходимо продолжить расширять зону исследования до тех пор, пока функция LVRT ВЭУ не будет срабатывать. Это требуется для проведения анализа возможности изменения параметров настройки устройств РЗА во внешней сети ВЭС.



Рис. 6. Схемы присоединения ВЭС к сети:

а–«заход-выход»№6 (№6Н);

б – «отпайкой (ответвлением) от ЛЭП» с «блоком линия-трансформатор» №3Н:

в – «блок линия-трансформатор» №3Н с подключением к шинам ПС 110-220 кВ

3. Формирование сценарных условий для расчетов режимов

В соответствии с требованиями [10] необходимо подготовить перечень нормативных возмущений в сетях 110 кВ и выше. Учитывая, что основная часть вводов в эксплуатацию ВЭС в последние годы в России осуществляется в рамках реализации программы заключения договоров о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ), которые присоединяются к распределительным сетям напряжением 110-220 кВ, то приведем перечень нормативных возмущений только для этих сетей (табл. 1).

В случае присоединения ВЭС по схеме «отпайкой (ответвлением) от ЛЭП» (рис. 6 б), возмущения на этой ЛЭП, отключение которой приводит к обесточению ВЭС, в перечень исследуемых нормативных возмущений не входит. Для этой схемы необходимо учитывать нормативные возмущения на элементах прилегающей сети, достаточно удаленных от точки присоединения ВЭС. Это приводит к тому, что остаточные напряжения на выходе инверторов ВЭУ ($U_{\rm ocr}$) при нормативных возмущениях, как показывают результаты расчетов, оказываются достаточно высокими, что создает более легкие условия при проверке параметров настройки функции LVRT ВЭУ.

Таблица 1. Перечень нормативный возмущений

Nº	Нормативные возмущения	Распределение нормативных возмущений по группам в электрических сетях с $U_{\rm пом7}$ кВ	
		110-220	
1.1	Отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ с неуспешным АПВ	I	
1.2	Отключение сетевого элемента резервной защитой (при невыполнении на сетевом элементе основной защиты) при однофазном К3 с неуспешным АПВ	II	
1.3	Отключение сетевого элемента основной защитой при трехфазном КЗ с неуспешным АПВ	II	
1.4	Отключение сетевого элемента основной защитой при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	-	
1.5	Отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ с отказом одного выключателя	111	
1.6	Отключение в результате нормативного возмущения группы I двух ВЛ, а также КВЛ, провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50% длины более короткой ВЛ (воздушной части КВЛ)	111	





ΗΑΥΚΑ

1.0

0.75

0,5

0.25

0

1.0

0.75

0,5

4. Выполнение расчетов электромеханических переходных процессов

Рассмотрим пример ВЭС, присоединенной к сети 110 кВ по схеме «заход-выход» №6 (рис. 6 а). В этой схеме учитываются нормативные возмущения на отходящих от ВЭС ЛЭП как наиболее тяжелые для ВЭС, по сравнению со схемой присоединения «отпайкой (ответвлением) от ЛЭП» (рис. 6 б). Расчеты электромеханических переходных процессов выполнены для двух вариантов инжекции реактивного тока, в каждом из которых была задана разная удаленность ВЭС до ПС 220 кВ: 5 км (рис. 7 а, б, в, г) и 250 км (рис. 8 а, б, в, г).

В варианте 1 – функция инжекции реактивного тока при внешних КЗ в САР ВЭУ отключена, а в варианте 2 – активирована. Параметры настройки функции инжекции реактивного тока были приняты следующие:

 коэффициент прирашения инжекции реактивного тока – K = 2:

• время фиксации провала напряжения – $t_0 = 10$ мс;

• время прекращения выдачи активной мощности – $t_1 = 10$ мс;

• время начала инжекции реактивного тока – *t*₂ = 10,1 мс;

• время достижения реактивного тока величины 0,9 Іном – $t_3 = 50 \text{ MC};$

 время достижения реактивным током заданного установившегося значения в диапазоне $+20\% / -10\% - t_4 = 80$ MC;

• превышение величины реактивного тока над установившимся значением – $0,1I_{HOM}$.

Приведем результаты расчетов электромеханических переходных процессов для варианта 1 (рис. 7 а, б), для варианта 2 (рис. 7 в, г).

На рис. 7 а, в (8 а, в): U_{ост1} – напряжение при отключении трехфазного КЗ на шинах 110 кВ

01 / Март 2022





Рис. 7. Результаты расчетов электромеханических переходных процессов (5 км): а – величина U_{ост} на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях (вариант 1); б – величина инжекции реактивного тока и активной мощности ВЭС (вариант 1); в – величина U_{ост} на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях (вариант 2); г – величина инжекции реактивного тока и активной мощности ВЭС (вариант 2)



Рис. 8. Результаты расчетов электромеханических переходных процессов (250 км): а – величина $U_{
m ocr}$ на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях (вариант 1); б – величина инжекции реактивного тока и активной мощности ВЭС (вариант 1); в – величина $U_{
m nex}$ на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях (вариант 2); г – величина инжекции реактивного тока и активной мощности ВЭС (вариант 2)

основными защитами; $U_{\rm ост2}$ – напряжение при отключении однофазного K3 на шинах 110 кВ резервными защитами; $U_{\rm ост3}$ – напряжение при отключении однофазного K3 действием УРОВ с отказом выключателя; $U_{\rm ост4}$ – напряжение при отключении трехфазного K3 на шинах 110 кВ ПС 220 кВ основными защитами.

На рис. 7 б, г (8 б, г): $U_{\rm oct}$ – напряжение прямой последовательности (модуль); при отключении трехфазного КЗ на шинах 110 кВ основными защитами; $P_{\rm BЭС}$ – активная мощность ВЭС; $I_{\rm peakt}$ – реактивный ток ВЭС.

Анализ рис. 7 показывает, что при отключенной функции инжекции реактивного тока величина $U_{\rm ocrl} = 0,028U_{\rm HOM}$, а величина реактивного тока в квазиустановившемся режиме $I_{\rm peakr} = 0,188I_{\rm HOM}$. При активации данной функции величина $U_{\rm ocrl} = 0,144U_{\rm HOM}$, при этом величина инжекции реактивного тока в квазиустановившемся режиме $I_{\rm peakr} = 0,967I_{\rm HOM}$.

Приведем результаты расчетов электромеханических переходных процессов для варианта 1 (рис. 8 а, б), для варианта 2 (рис. 8 в, г).

Анализ рис. 8 показывает, что при отключенной функции инжекции реактивного тока величина $U_{\rm ocr1} = 0,028 U_{\rm HOM}$, а величина реактивного тока в квазиустановившемся режиме $I_{\rm peakr} = 0,186 I_{\rm HOM}$. При активации данной функции величина $U_{\rm ocr1} = 0,222 U_{\rm HOM}$, при этом величина инжекции реактивного тока в квазиустановившемся режиме $I_{\rm peakr} = 0,983 I_{\rm HOM}$.

Для анализа эффективности активации на ВЭУ функции инжекции реактивного тока при КЗ во внешней сети построим график зависимости величины $U_{\rm oct}$ на выходах инверторов ВЭУ при трехфазных КЗ на отходящих от ВЭС ЛЭП (время КЗ до 200 мс) от удаленности ВЭС от ПС 220 кВ (рис. 9). Кроме того, на рис. 9 приведем требования сетевых кодексов различных стран мира по величине $U_{\rm oct}$ при которой ВЭУ не должны отключаться. Расчетные величины $U_{\rm oct}$ на выходах инверторов ВЭУ при активации функции инжекции реактивного тока



Рис. 9. График зависимости величины U_{ост} на выходах инверторов ВЭУ при трехфазных КЗ на отходящих от ВЭС ЛЭП (время КЗ до 200 мс) от удаленности ВЭС от ПС 220 кВ

при КЗ во внешней сети на рис. 9 показана сплошной красной линией, а при отключенной функции – синей.

Анализ результатов расчетов $U_{\rm oct}$ (рис. 9) показывает, что активация функции инжекции реактивного тока при КЗ во внешней сети дает значительный положительный эффект в виде повышения величины $U_{\rm oct}$ на выходах инверторов ВЭУ с 0,028 $U_{\rm HOM}$ до 0,222 $U_{\rm HOM}$, т.е. в 5-8 раз, в зависимости от удаленности ВЭС от ПС 220 кВ. Величина $U_{\rm oct}$ возрастает с увеличением расстояния от ВЭС до ПС 220 кВ, что обусловлено генерацией значительной реактивной мощности длинными ЛЭП 110 кВ, в условиях небольшой их загрузки по активной мощности.

Сопоставив величину $U_{\rm ост}$ с требованиями сетевых кодексов различных стран мира, можно сделать вывод, что активация функции инжекции реактивного тока при КЗ во внешней сети на всех ВЭУ позволяет предотвратить срабатывания функции LVRT ВЭУ в интервале 0-200 мс.

Следовательно, для предотвращения излишних отключений ВЭС, интегрируемых в ЕЭС России, при нормативных возмущениях во внешней сети, необходимо во всех режимах работы ВЭС обеспечить:

 активацию в обязательном порядке функции инжекции реактивного тока при КЗ во внешней сети на всех ВЭУ. Параметры настройки данной функции приведены в разделе 4 статьи;

• в качестве параметров настройки функции LVRT ВЭУ допустимо принять требование сетевого кодекса Великобритании (*U*_{ост} = 0,15 о.е.).

В случае отключения (отсутствия) на ВЭУ функции инжекции реактивного тока при КЗ во внешней сети в России придется принимать технические требования, аналогичные тем, которые изложены в сетевых кодексах Германии, Ирландии и Канады ($U_{\rm ocr} = 0$ о.е.), что может быть сопряжено с рядом трудностей. Во-первых, большая часть введенных в эксплуатацию ВЭС может не соответствовать данным требованиям. Во-вторых, технические решения на ВЭУ, позволяющие обеспечить соответствие требованию о недопущении отключения ВЭУ при $U_{\rm ocr} = 0$ о.е. во временном диапазоне 0-200 мс, может привести к удорожанию проектов строительства ВЭС и, как следствие, увеличению тарифной нагрузки на потребителей, что крайне нежелательно.

5. Сравнительный анализ результатов расчетов электромеханических переходных процессов с параметрами настройки функции LVRT ВЭУ

Как видно из результатов расчетов электромеханических переходных процессов (рис. 7, 8), при всех видах нормативных возмущении не произошло излишних отключений ВЭУ. Это позволяет сделать вывод, что параметры настройки устройств РЗА в прилегающей к ВЭС сети напряжением 110 кВ, а также функции LVRT ВЭУ выбраны корректно.



Рис. 10. Структурная схема алгоритма проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ на расчетной модели сети, прилегающей к ВЭС

Для визуальной оценки корректности выбора параметров настройки функции LVRT ВЭУ предлагается выводить на отдельный график результаты расчетов U_{ост} на выходах инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях, выполненных в соответствии со сценарными условиями. В случае отключения ВЭУ в результате срабатывания функции LVRT, либо когда расчетные значения $U_{\text{ост}}$ находятся близко к зоне ее срабатывания, необходимо выполнить анализ возможности сокращения времени срабатывания устройств РЗА в прилегающей к ВЭС сети и принять обоснованные технические решения. Это позволит обеспечить надежную работу ВЭС в различных схемно-режимных условиях, а также предотвратить аварийные набросы нагрузки на прилегающую сеть и другие генерирующие установки традиционных электростанций. Данный подход оправдан для ВЭС установленной мощностью более 15-25 МВт, с учетом особенностей конкретной энергосистемы.

Рассмотрим три режимные области, которые принципиальны для ВЭУ:

 первая область – отключение ВЭУ происходит в результате срабатывания функции LVRT во временном диапазоне 0-200 мс – следует рассмотреть возможности по сокращению времени действия основных защит элементов в прилегающей к ВЭС сети, например, посредством замены устройств РЗА на цифровые. В особых случаях может потребоваться замена высоковольтных выключателей на новые, с меньшими величинами собственного времени отключения;

 вторая область – отключение ВЭУ происходит в результате срабатывания функции LVRT во временном диапазоне 200-600 мс – следует рассмотреть возможности для сокращения времени действия УРОВ, посредством изменения уставок, либо замены УРОВ на цифровые;

 третья область – отключение ВЭУ происходит в результате срабатывания функции LVRT во временном диапазоне 600-2000 мс – следует рассмотреть возможность реализации следующих мероприятий:

- замена электромеханических устройств РЗА на цифровые;

 установка второго комплекта защит с абсолютной селективностью;

- ввод автоматического ускорения ступенчатых защит.

На рис. 10 приведена структурная схема алгоритма проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ в расчетной модели сети, прилегающей к ВЭС.

60

Ð

В структурной схеме алгоритма проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ (рис. 10) приведена последовательность действий, подлежащих реализации при разработке схемы выдачи мощности ВЭС или проверке результатов расчетов, выполненных проектной организацией. Применение данного алгоритма позволяет упорядочить работу специалистов по расчетам режимов как в проектных организациях, так и других субъектах электроэнергетики, осуществляющих согласование схем выдачи мощности.

Выводы

Рост доли ВЭС в структуре генерирующих мощностей в ЕЭС России требует обеспечения их надежного функционирования при нормативных возмущениях с целью предотвращения развития системных аварий.

Массовые отключения ВЭУ по причине некорректного выбора параметров настройки функции LVRT, функции инжекции реактивного тока при КЗ во внешней сети, а также устройств РЗА в прилегающей к ВЭС сети могут приводить к аварийным набросам нагрузки на прилегающую сеть и другие генерирующие установки традиционных электростанций.

Перечень нормативных возмущений, подлежащих анализу в России, отличается от технических требований к ВЭУ, изложенных в сетевых кодексах других стран. Для подтверждения соответствия ВЭУ российским техническим требованиям необходимо выполнение расчетов электромеханических переходных процессов и проведение сравнительного анализа результатов расчетов с параметрами настройки функции LVRT ВЭУ.

Разработана методика и алгоритм проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ при их интеграции в ЕЭС России для обеспечения надежного функционирования ВЭС в различных схемно-режимных условиях.

Обоснована эффективность активации на всех ВЭУ функции инжекции реактивного тока при КЗ во внешней сети, что позволяет повысить величину остаточного напряжения на выходах инверторов и предотвратить срабатывание функции LVRT ВЭУ во временном диапазоне 0-200 мс.

Представлены рекомендации по изменению параметров настройки и модернизации устройств РЗА в прилегающей к ВЭС сети для сокращения времени ликвидации КЗ с целью предотвращения срабатывания функции LVRT в трех анализируемых временных диапазонах.

Литература:

3. Mehigana L., Deanea J.P., Gallachóira B.P.Ó., Bertsch V. A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems // Energy. 2018. Vol. 163. pp. 822-836.

4. Zeng B., Wen J., Shi J., Zhang J., Zhang Y. A multi-level approach to active distribution system planning for efficient renewable energy harvesting in a deregulated environment // Energy. 2016, Vol. 96. pp. 614-624.

5. Дегтярев К.С. Возобновляемая энергетика в Калмыкии: опыт, проблемы и перспективы региона. [Электронный pecypc]. URL: https://www.c-o-k.ru/articles/ vozobnovlyaemaya-energetika-v-kalmykii-opyt-problemy-i-perspektivy-regiona (дата обращения: 22.01.2022).

6. Кучеров Ю.Н., Березовский П.К., Веселов Ф.В., Илюшин П.В. Анализ общих технических требований к распределённым источникам энергии при их интеграции в энергосистему // Электрические станции. - 2016. - № 3. - С. 2-10.

7. Куликов А.Л., Шарыгин М.В., Илюшин П.В. Принципы организации релейной защиты в микросетях с объектами распределённого генерирования электроэнергии // Электрические станции. - 2019. - № 7. - С. 50-56.

8. Kawady T.A., Mansour N.M., Taalab A.M.I. Wind Farm Protection Systems: State of the Art and Challenges. Distributed Generation. Gaonkar D.N. (Ed.). InTech, 2010. pp. 265-288. DOI: 10.5772/8882.

9. Илюшин П.В. Учет особенностей объектов распределенной генерации при выборе алгоритмов противоаварийного управления в распределительных сетях // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. - 2011. - № 4. - С. 19-25.

10. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утверждены приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 г. № 630.

11. Papkov B., Gerhards J., Mahnitko A. System problems of power supply reliability analysis formalization // Proc. of the 2015 IEEE 5th Int. Conf. on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. 2015. pp. 225-228.

12. Tsili M., Papathanassiou S. Review of grid code technical requirements for wind farms» school of Electrical and Computer Engineering // Renewable Power Generation. 2009. Vol. 3. Is. 3. pp. 308-332. DOI: 10.1049/iet-rpg.2008.0070.

Симонов А.В., Илюшин П.В. О предотвращении отключений ветроэнергетических установок при нормативных возмущениях в прилегающей сети // Релейная защита и автоматизация. - 2021. - № 3 (44). - С. 70-75.

14. ГОСТ Р 58491-2019 «Электроэнергетика. Распределенная генерация. Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок». – М.: Стандартинформ, 2019. – 11 с.

15. СТО-56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» ОАО «ФСК ЕЭС». – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

^{1.} Razavi S.E., Rahimi E., Javadi M.S., Nezhad A.E., Lotfid M., Shafie-khah M., Catalão J.P.S. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2019. Vol. 105. pp. 157-167.

^{2.} Singh B., Sharma J. A review on distributed generation planning // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017. Vol. 76. pp. 529-544.