

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НОРМИРОВАННОЙ МОЩНОСТИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ — КЛЮЧ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ НЕУДОВЛЕТВОРИТЕЛЬНОГО КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ СЛАБЫХ СВЯЗЯХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

АВТОРЫ:

Ю.Г. ШАКАРЯН,
Д.Т.Н.,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Г.Б. ЛАЗАРЕВ,
К.Т.Н.,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

П.В. СОКУР,
К.Т.Н.,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Ю.А. ДЕМЕНТЬЕВ,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Зарубежный и отечественный опыт наглядно подтверждает, что в современных условиях электромашиностроение позволило вернуться к созданию на новом технологическом уровне электрома-

шинных устройств FACTS, которые обладают целым рядом свойств, существенно повышающих качества электроэнергии, устойчивость работы всех электрических сетей и надежность электроснабжения потребителей.

Ключевые слова: мощность короткого замыкания; нормализация качества электроэнергии; электромашинные устройства FACTS; инерция вращающихся масс; динамическая устойчивость энергосистемы; STATCOM.



Короткое замыкание в трансформаторе

При рассмотрении эволюции развития электроэнергетических систем промышленно развитых стран можно условно выделить три характерных этапа их формирования с достаточно размытыми границами по времени.

Первый этап характеризуется тем, что в связи с развитием экономик этих стран в первой половине прошлого века и возрастающими потребностями в электрической энергии определяющей была задача роста генерации и строительства мощных для того времени электростанций с возможностью передачи электроэнергии на высоком напряжении на большие расстояния.

Особенность второго этапа, который условно можно отнести к началу второй половины прошлого века, заключалась в том, что, наряду с совершенствованием технологий производства, преобразования и передачи электрической энергии, возникла необходимость интеграции энергосистем в мощные электроэнергетические объединения.

На третий этап, начало которого можно условно отнести к концу прошлого — началу нынешнего века, существенное влияние оказала сложившаяся к этому времени мировая политико-экономическая ситуация, сопровождавшаяся либерализацией экономики и энергорынков. В новых условиях промышленно развитые страны взяли курс на инновационное развитие и обеспечение своей энергетической независимости и безопасности.

Происходящие при этом изменения рынка, диверсификация источников генерации, ужесточение требований к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии (КЭ), повышение

требований в сфере энергоэффективности и экологической безопасности обусловили необходимость кардинальной модернизации электроэнергетики.

К началу технической модернизации в энергосистемах ряда стран, прежде всего промышленно развитых, была обеспечена высокая надежность, как аппаратная, так и системная, энергоэффективное электроснабжение потребителей с требуемым качеством электроэнергии. Этому во многом способствовали высокая плотность электрических сетей, широкое внедрение в электроэнергетику инновационных технологий, жесткая регламентация ответственности энергокомпаний и потребителей в процессе энергоснабжения.

В таких исходных условиях в связи с интенсификацией разработок и внедрением нетрадиционных источников энергии в энергосистемах происходит увеличение мощности генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и постепенное снижение использования ТЭС. Так, например, в Германии Комиссия по угольному топливу (German Coal Commission) — страны с ведущей энергетикой Евросоюза — согласовала план поэтапного (не позднее 2038 г.) вывода из эксплуатации угольной генерации. В соответствии с этим планом к 2030 г. мощность ТЭС на ископаемом топливе Германии сократится более чем вдвое (до 17 ГВт) [1]. В то же время в 2018 г. доля мощности ВИЭ в структуре энергетики Германии составила более 40 %, впервые опередив производство электроэнергии ТЭС. Подобные процессы происходят в электроэнергетике ряда других стран Евросоюза.

Происходящие перемены в генерирующем комплексе связаны с принятием рядом государств

в соответствии экологическими требованиями курса на снижение негативного влияния ТЭС на ископаемом топливе на окружающую среду. В связи с этим требования к так называемой чистой генерации обусловили интенсивное развитие ВИЭ и масштабное внедрение в энергосистемах ветряных (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций. Согласно данным совместного отчета «Общие тенденции инвестирования в возобновляемую энергетику 2018», подготовленного офисом Программы ООН по окружающей среде (UNEP) и компанией Bloomberg New Energy Finance (BNEF) [2], объем инвестиций в объекты ВИЭ в течение 2017 г. составил 279,8 млрд дол. (без учета инвестиций в крупные гидрогенерирующие объекты), что обеспечило ввод в эксплуатацию электростанций на основе возобновляемых источников энергии мощностью порядка 157 ГВт. При этом объем вводов генерации на ископаемом топливе в 2017 г. составил, по тем же данным, 70 ГВт.

Нестабильность выходной мощности ВЭС и СЭС, связанная с непостоянством характеристик энергоносителя (ветра, солнца), усугубляет неравномерность графиков электрических нагрузок энергосистем, приводит к существенному усложнению управления их режимами, обуславливает высокую вероятность нарушения электроснабжения потребителей (например, [3–8]).

В связи с выводом из эксплуатации крупных электростанций ослабляются связи подстанций (ПС) с энергосистемой. Из-за значительной территориальной удаленности офшорных ВЭС, компенсирующих мощность выведенных ТЭС, в энергосистеме происходит снижение уровня мощности короткого замыкания (МКЗ). При этом дополнительная нестабильность

и неопределенность в работе энергосистемы вследствие нерегулируемых изменений мощности, создаваемых ветряными и солнечными электростанциями, снижение кинетической энергии вращающихся масс — роторов турбин и генераторов, обеспечивающих необходимую «инерцию» энергосистемы, в значительной мере ухудшают ее динамическую устойчивость, что в свою очередь влияет на надежность и эффективность ее функционирования и показатели качества электроэнергии (ПКЭ). В то же время при значительной доле ВЭС помимо стохастических, достаточно медленных изменений их мощности, в энергосистеме могут возникать колебания мощности при быстром изменении скорости ветра.

Влияние процессов в ВЭС на устойчивость параллельной работы с генераторами электростанций и влияние переходных процессов в энергосистеме на устойчивость ВЭС при изменении напряжения и частоты предъявляют новые требования к применяемым средствам управления режимами энергосистемы [9–12]. При этом до разработки стандарта МЭК 61400-21/IEC61400-21 (Установки ветроэнергетические. Часть 21. Измерение и оценка характеристик качества электроэнергии ветровых турбин с сетевым подсоединением) отсутствовали стандартные процедуры для определения влияния характеристик ветрогенераторов на качество электроэнергии, проявляющегося в изменениях и колебаниях напряжения, особенно на местном уровне, а также в гармониках, обусловленных электронными инверторными системами, преобразующими электроэнергию ветрогенераторов. Применявшиеся упрощенные правила присоединения ветрогенераторов к электрической сети позволяли обеспечивать

приемлемое качество напряжения, но приводили к ограничению мощности ВЭС, присоединяемых к энергосистеме, удорожанию ветроэлектрических установок, усложняли интеграцию ВЭС в распределительных сетях.

Ввиду невозможности регулирования производства электроэнергии на ветряных и солнечных электростанциях (сами себя они резервировать не могут, так же, как не могут выступать в роли резервирующих для ТЭС и АЭС) усложняется процесс управления режимами энергосистемы. Это обуславливает увеличение затрат на обеспечение надежности функционирования энергосистем со значительной долей ВИЭ и необходимость принятия мер по сглаживанию неравномерной выработки электроэнергии таких нестабильных источников электроэнергии, что повлекло за собой в последние годы необходимость повышения системными операторами требуемых объемов резервирования мощности для обеспечения устойчивой работы энергосистем, использования систем накопления электроэнергии (СНЭ) и средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) [13].

Эволюционные процессы, хотя и с некоторым отставанием, происходили и в отечественной электроэнергетике, причем уровень изношенности объектов электроэнергетики к началу 2000-х гг. был достаточно высок. По энергоэффективности и качеству электроэнергии отечественные энергосистемы уступали зарубежным. Уступают и в настоящее время, хотя отставание в этих вопросах постепенно сокращается. В связи с тем, что объем внедрения ВЭС и СЭС в энергосистемах РФ пока достаточно низок, принципиальных изменений в структуре производства электроэнергии

не происходит. Так, по данным Системного оператора ЕЭС России, установленная мощность СЭС и ВЭС на начало 2019 г. составляла соответственно 834,2 и 183,9 МВт. Лишь к 2024 г. в соответствии с Приказом Минэнерго России от 28.02.2018 № 121 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018–2024 годы» прогнозируется довести общую установленную мощность солнечных и ветряных электростанций в ЕЭС России до 3,766 ГВт, что потребует установки электронных инверторов практически на такую же мощность для согласования параметров преобразуемой энергии в соответствии с параметрами электрической сети.

По-прежнему в ЕЭС объединены традиционные энергосистемы индустриального типа, в которых доля распределенной генерации увеличивается за счет строительства газотурбинных и газопоршневых агрегатов относительно небольшой мощности, прежде всего, на ведомственных и потребительских станциях. В отличие от ВИЭ такие установки не создают в энергосистеме проблем, связанных с зависимостью располагаемой мощности от природно-климатических условий, однако из-за низкой инерции их вращающихся масс нередко являются динамически неустойчивыми и отключаются при внешних возмущениях в сетях с низким качеством электроэнергии.

Следует отметить, что проблема нестабильности напряжения и снижения КЭ в узлах питания крупных промышленных потребителей с шин подстанций 110–220 кВ со слабой связью с энергосистемами существовала в российской электроэнергетике ранее и во многом сохраняется, несмотря на проводимую модернизацию. В среднем по России загружен-

ЗАВИСИМОСТЬ КОЭФФИЦИЕНТА НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЯ ОТ МОЩНОСТИ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПРИ ПРОВАЛАХ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

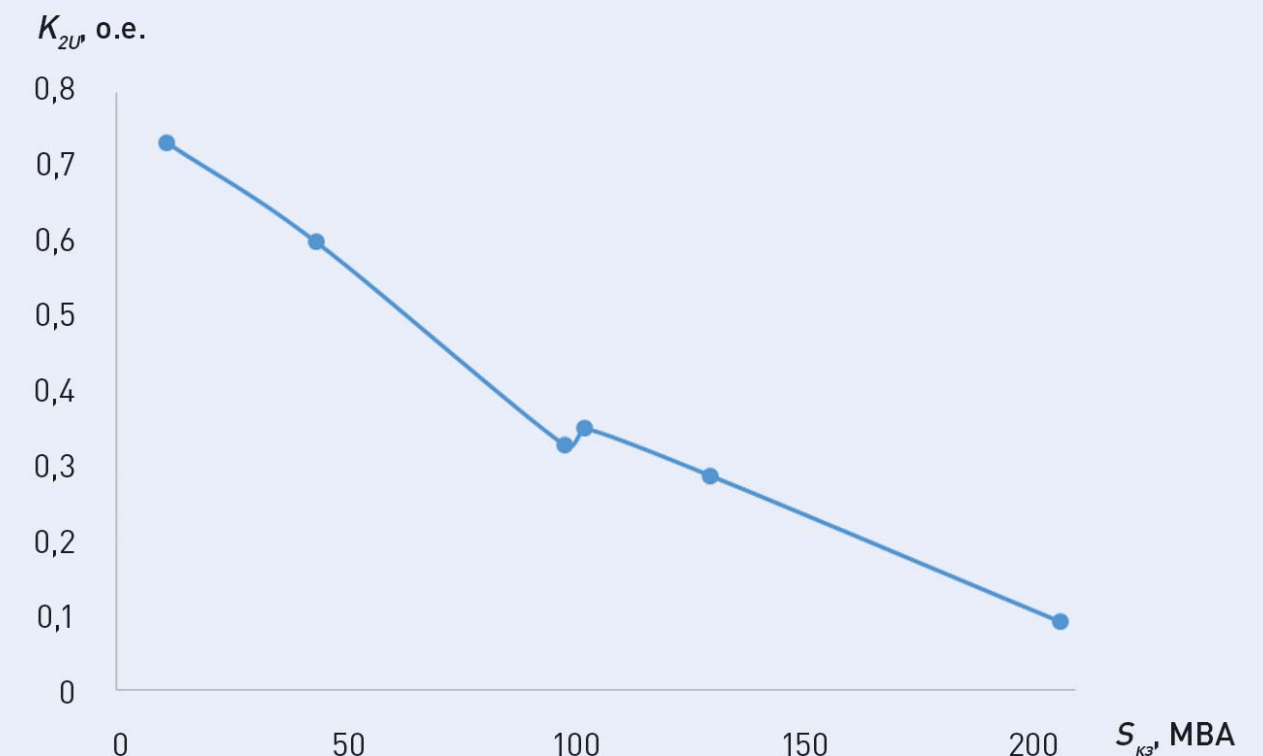


Рис. 1

ность ЛЭП на магистральных участках составляет примерно 40–50 % от номинальной пропускной способности. Это определяет обоснованность применения различных устройств и методов повышения эффективности ЛЭП и сетей, использование технологии FACTS и различного рода сетевых управляемых устройств [14, 15].

Практика эксплуатации показывает, что за счет определенных запасов надежности электрические сети разного уровня напряжений могут нормально функционировать при сниженном качестве электро-

энергии даже при локальных проявлениях отрицательных последствий, обусловленных ухудшением КЭ [16].

При проведении модернизации электроэнергетики в России наибольшее внимание энергокомпаниями уделяют повышению аппаратной и системной надежности, снижению потерь электроэнергии при ее передаче и преобразовании. Нормализация КЭ остается проблемой второстепенной. Энергокомпании, которые не являются клиентоцентрическими, остроту проблем в данной области не афишируют.

Необходимость оценки состояния КЭ в электрических сетях ЕЭС России в последние годы обусловила проведение мониторинга качества электроэнергии, выполнение многочисленных измерений ПКЭ и потерь электроэнергии [17, 18]. Так, в [17] приведен обзор результатов измерений ПКЭ в электрических сетях 110–220 кВ за последние годы, из которого следует, что нарушения требований стандарта КЭ имеют массовый и систематический характер во многих энергосистемах. При этом неудовлетворительное КЭ, как правило, наблюдается в де-

фицитных энергосистемах с протяженными электрическими сетями, недостатком средств компенсации реактивной мощности и пониженными значениями МКЗ.

Энергосистемы в России представляют собой матрицы неоднородных энергорайонов. В них, наряду с мощными, хорошо привязанными к источникам производства электроэнергии центрами питания нагрузки, присутствуют подстанции или группы подстанций со слабыми электрическими связями с энергосистемой и недостаточными значениями МКЗ на своих шинах. Как правило, именно в таких зонах и происходят нарушения стандарта КЭ из-за возмущений, которые в мощных энергорайонах к нарушениям практически не приводят. Как отмечено в [19], определяющим индикатором способности электрической сети к обеспечению КЭ является мощность короткого замыкания. Такие системные возмущения, как, например, КЗ, приводят в электрической сети с низким значением МКЗ к глубоким и опасным провалам напряжения для электроустановок потребителей электроэнергии.

При этом проблема предотвращения нарушения рассматриваемого показателя КЭ состоит в том, что напряжение, необходимое для компенсации провалов, не может возрасти автоматически. Для этого нужна реактивная мощность, которая должна быть доступной в необходимых количествах и активно регулироваться. Она может генерироваться СКРМ, установленными в центре питания или у потребителей, или поступать из энергосистемы. На подстанциях со слабыми связями с энергосистемой без установки средств компенсации необходимой мощности и быстрого действия такая возможность ограничена весьма значительным эквивалентным реактивным сопротивлением.

Наряду с увеличением генерирующих мощностей традиционных электростанций, как за счет модернизации существующих, так и за счет ввода новых, первоочередной становится задача реформирования электросетевого комплекса. С этой целью ПАО «Россети» приступило к реализации программы цифровизации электросетевого комплекса. Предполагается объединение на технологическом уровне электрических сетей, потребителей и производителей электроэнергии в единую автоматизированную систему, обеспечивающую при нарастающем объеме информационных потоков управление электро-

сетевыми объектами, мониторинг их технического состояния, коммерческий учет, контроль качества электроэнергии. Практика и анализ деятельности западных электросетевых компаний показывают, что обеспечить оптимальное развитие электрических сетей с их одновременной модернизацией возможно лишь путем создания так называемой интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной электрической сетью Smart Grid. Система с такой сетью будет обладать новыми свойствами — самодиагностикой и самовосстановлением (например, в случае обледенения проводов). В автоматическом режиме она

ИЗМЕНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ШИНЕ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ 120 КВ ВО ВРЕМЯ И ПОСЛЕ ВОЗМУЩЕНИЯ, ВЫЗВАННОГО КОРОТКИМ ЗАМЫКАНИЕМ



Рис. 2

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!



Примите самые искренние поздравления с Днем энергетика! Этот праздник объединяет тысячи людей, посвятивших свою жизнь важному и благородному делу — электроэнергетике.

По традиции, отмечая наш профессиональный праздник, мы всегда оцениваем достигнутые за минувший год результаты. Научно-технический центр Россети ФСК ЕЭС продолжил работу по всем ключевым направлениям деятельности. В рамках реализации нацпроекта «Энергоэффективная подстанция» был внедрен программно-технический комплекс мониторинга расхода фактического и нормативного расхода электроэнергии на собственные нужды ПС 330 кВ «Восточная» Ленинградского ПМЭС, успешно прошел опытно-промышленную эксплуатацию опытный образец нового шкафа дискретного управления охлаждением на ПС 750 кВ «Владимирская» Вологодского ПМЭС, внедрены вставки постоянного тока на ПС 400 кВ «Выборгская» Карельского ПМЭС. Также был запущен процесс внедрения инновационных технологий управления охлаждением трансформаторов на объектах ПАО «РусГидро».

Были разработаны и реализованы инновационные проектные решения по реконструкции существующего высокочастотного канала связи релейной защиты и автоматики по высоковольтной линии «Приокская — Бугры». Научно-технический центр в 2019 г. стал участником международного проекта строительства экспериментального термоядерного реактора ИТЭР. На базе испытательного центра состоялись сравнительные испытания опытного образца программно-технического комплекса кибернетической защиты электрических подстанций и программно-аппаратного комплекса оперативного мониторинга и контроля защищенности DATAPK. Была успешно завершена разработка электронного каталога схемно-компоновочных решений, что делает воз-

можным создание единого цифрового пространства для электроэнергетики в будущем.

Уходящий год ознаменовался еще одним важным событием — на базе Научно-технического центра начал работу Центр развития и оценки квалификаций электросетевого комплекса. Экзаменационные площадки организованы в Центрах подготовки персонала Россети ФСК ЕЭС. По итогам 2019 г. проведена оценка квалификации 1,4 тыс. работников. Компания вошла в тройку победителей конкурса «Лучший центр оценки квалификаций», который проводится Национальным советом при Президенте РФ по профессиональным квалификациям и Национальным агентством развития квалификаций.

Кроме того, в 2019 г. Научно-технический центр стал организатором и участником целого ряда международных и всероссийских конференций и семинаров, объединяющих представителей электроэнергетического сообщества. В июле совместно с голландской компанией DNV GL при поддержке национальных комитетов СИГРЭ России и Нидерландов была проведена II Международная научная конференция «Цифровая подстанция. Стандарт МЭК 61850. Цифровизация электрических сетей».

Дорогие друзья! Уверен, что наступающий 2020 год будет наполнен новыми яркими событиями и значимыми проектами. Желаю вам новых профессиональных достижений, крепкого здоровья и неугасаемой энергии!

Генеральный директор
Научно-технического центра Россети ФСК ЕЭС
(АО «НТЦ ФСК ЕЭС»)
А.М. Епифанов