РЕШЕНИЯ КОНФЕРЕНЦИИ

Организаторы конференции – ООО «Болид» совместно с НГТУ НЭТИ, отраслевой партнер – «Россети Новосибирск» (АО «Региональные электрические сети»), информационный партнер – журнал «Энергетик», при поддержке Новосибирского филиала ФГАОУ ДПО «ПЭИПК». Цель конференции – формирование у руководителей и специалистов предприятий электроэнергетики целостного, научно обоснованного и подтвержденного опытом эксплуатации взгляда на спектр взаимосвязанных вопросов в области режима заземления нейтрали электрических сетей 6-35 кВ, повышения их надежности и эффективности эксплуатации оборудования, а также обеспечения безопасности персонала.

Слушатели и докладчики – руководители и технические специалисты электросетевых и генерирующих компаний, энергетики промышленных предприятий, специалисты проектных институтов, научно-производственных предприятий, изготовители и разработчики электрооборудования, защиты и автоматики, ученые и аспиранты профильных ВУЗов и кафедр в области электроэнергетики и электротехники. За три дня работы конференции было заслушано 35 докладов. В работе конференции приняли участие 165 специалистов в сфере электроэнергетики, приехавших из разных городов России, Грузии и Казахстана. Количество организаций-участников, делегации от которых прибыли в Новосибирск, превысило шестьдесят.

По результатам аргументированного обсуждения новых разработок и исследований, выполняемых профильными университетами, научно-производственными предприятиями, испытательными центрами и заводами-изготовителями высоковольтного оборудования, релейной защиты и автоматики, с учетом опыта применения технических решений в электрических сетях различного назначения, сформирована единая позиция участников Конференции.

В ОБЛАСТИ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ

1.1. В России в настоящее время не существует национального стандарта, регламентирующего условия выбора, расчета и реализации различных способов заземления нейтрали в распределительных сетях 6-35 кВ. Действующие ПТЭ электрических станций и сетей РФ (приказ Минэнерго от 06.10.2022 №1070), ПУЭ (7 редакция сегодня не носит статуса нормативного документа, поскольку не зарегистрирована в Минюсте), Положение о единой технической политике в группе компаний «Россети» (утв. Советом директоров Общества, протокол от 28.12.2024 № 673) не отвечают на эти вопросы со сколько-нибудь приемлемой

детализацией. Поэтому планируются к пересмотру (разработке) соответствующие документы, необходимым является их широкое обсуждение и внедрение.

- Стандарт по режимам нейтрали сетей 6-35 кВ, который должен учитывать современные решения и технологии при проектировании новых электроустановок, а также при проведении реконструкции и модернизации действующих электрических сетей;
- Стандарт по техническим требованиям к резисторам и устройствам резистивного заземления нейтрали для сетей 6-35 кВ, который подобно СТО 34.01-3.2-008-2017 (касается ДГР) должен включать комплекс требований, призванных предупредить ввод в эксплуатацию высоковольтных резистивных установок ненадлежащего качества.

1.2. К выбору режима нейтрали в сетях 6-35 кВ следует подходить взвешенно, учитывая в каждом конкретном случае (проекте) технологические особенности потребителя, вид и конструкцию ЛЭП сети, значения емкостного тока, условия резервирования и ряд других факторов. Для эксплуатируемой сети эффективность технического решения по режиму нейтрали и установленному защитному оборудованию можно оценить на основе сравнительного анализа числа аварийных отключений до и после реализации проекта, минимум в разрезе 2 лет. При увеличении ретроспективы и горизонта накапливаемой статистики отключений по ОЗЗ и КЗ точность оценки увеличивается. Снижение потока отказов, сокращение объема повреждений оборудования служит главным показателем правильности проектных решений. Для вновь построенной сети на этапе «приработки» в течение 1 года - 2 лет таким критерием может служить условный минимум отключений по причине двух- и трехфазных КЗ с предварительно зафиксированным однофазным замыканием.

1.3. Несмотря на объективные недостатки и формальное исключение изолированной нейтрали из текста ПТЭ электрических станций и сетей РФ, ссылки на такой режим сохранены в Положении Технической политике ПАО «Россети», что вызывает разночтения в трактовке норм, затрудняет выбор оптимальных решений при проектировании, повышает риск отказов (в том числе из-за воздействия дуговых перенапряжений) в эксплуатации. Учитывая современные условия, особенно широкое применение оборудования, не обладающего эффектом самовосстановления изоляции, следует исключить режим изолированной нейтрали при реконструкции, модернизации и новом строительстве электрических сетей 6-35 кВ.

1.4. Первоочередным при выборе режима нейтрали является вопрос о принципе действия защиты от замыканий на землю: «на сигнал» - для удержания ОЗЗ на время оперативных переключений, либо «на отключение» - для локализации ОЗЗ и предупреждения его перехода в КЗ. Для резервированных сетей, где есть оборудование с твердой изоляцией, не обладающей свойством самовосстановления (СПЭ-кабели, литые силовые и измерительные трансформаторы), удержание ОЗЗ нецелесообразно, что нормативно закреплено в п. 619 ПТЭ электрических станций и сетей РФ. Рекомендуется проектным и эксплуатирующим организациям в реконструируемых, модернизируемых и вновь строящихся сетях 6-35 кВ проверять применимость, предусматривать и внедрять схемные решения и устройства для автоматической локализации поврежденного участка сети, быстрого и селективного отключения однофазных замыканий на землю. Наиболее просто эта задача решается на основе резистивного заземления нейтрали.

1.5. Применение компенсации ёмкостных токов с помощью дугогасящих реакторов (ДГР) или агрегатов (ДГА) в электрических сетях большой протяжённости с токами замыкания на землю в сотни ампер сегодня уже не является эффективным средством обеспечения их надёжной эксплуатации в режимах ОЗЗ, так как вероятность перехода однофазного замыкания в двойное (короткое) замыкание возрастает пропорционально квадрату суммарной протяжённости сети. Усложнение конфигурации сетей вместе с увеличением доли нелинейной нагрузки приводит к появлению токов замыкания с частотами, отличными от 50 Гц, а также активных составляющих тока. Эти составляющие не компенсируются с помощью ДГР (ДГА)

классической конструкции, что означает возможность протекания в месте ОЗЗ значительных остаточных токов в единицы ампер и более. Таким образом, в сетях с большими ёмкостными токами ОЗЗ (100 А и более на участок сети / секцию шин) или с большим уровнем гармоник (сети промышленных предприятий), уровень остаточного тока в месте замыкания после его компенсации ДГР (ДГА) может превышать допустимое значение, что ограничивает область эффективного применения устройств компенсации. Поэтому на этапе проектирования должна выполняться оценка эффективности применения ДГР (ДГА) в конкретной сети с учетом вероятной степени расстройки компенсации, а также активной составляющей тока ОЗЗ и его гармонического состава.

1.6. Зафиксирован отрицательный опыт эксплуатации электрически связанных сетей 10 кВ генераторного напряжения и сетей собственных нужд на электростанциях (когда питание с.н. организовано от генераторного токопровода через реактированные отпайки), а также связанных сетей 10 кВ поверхностного и подземного комплексов горнорудных предприятий. Это связано со сложностью организации РЗА и полноценной защиты оборудования от перенапряжений в таких схемах из-за разных требований к предельно допустимому току замыкания на землю, времени отключения «земли» и соответствующему режиму нейтрали на разных участках сети. Вследствие ошибочных проектных решений имеют место ложные отключения генераторов, аварийный вывод из работы больших участков сети, в ряде случаев возникают феррорезонасные процессы с нештатными отключениями и отказом трансформаторов напряжения. Поэтому в проектах нового строительства следует предусматривать гальваническое отделение разных участков таких сетей друг от друга с помощью разделительных трансформаторов со схемой соединения силовых обмоток «D/D». В схемах электростанций это позволит предупредить ложные отключения генератора при замыканиях на землю в сети собственных нужд, обеспечить корректную работу релейной защиты генераторов с изолированной нейтралью, защитить обмотки статора от протекания токов замыкания, существенно превышающих 5 А.

1.7. Для подземных сетей шахт и рудников напряжением 6-10 кВ, выполненных экранированными кабелями с заземляющими жилами и защитой от однофазных замыканий на землю с действием на отключение, рекомендуется переход на заземление нейтрали через резистор, обеспечивающий дополнительный активный ток, равный 0,6-1,0 суммарного значения емкостного тока замыкания на землю. При этом для обеспечения должного уровня электробезопасности необходимо ввести автоматический контроль непрерывности сети заземления.

В ОБЛАСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.1 Применение в защитах от ОЗЗ принципов сравнительного замера, наложения тока непромышленной частоты, значений высших гармоник и других обусловлено, во-первых, сложностью выявления присоединения с «землёй» при неустойчивом горении дуги, во-вторых – относительно малыми и непостоянными значениями тока замыкания 50 Гц при изолированной нейтрали и компенсации ёмкостного тока (случаи отсутствия защит и датчиков тока, неправильной наладки защит и т.п. не рассматриваем). Известную методику расчета токов срабатывания простой защиты от замыканий на землю, описанную в работах М.А. Шабада, В.А. Андреева, А.И. Шалина и других ученых, целесообразно адаптировать для сети с низкоомным резистивным заземлением нейтрали, рассчитывая ток срабатывания как суммарный ток замыкания, отнесенный к коэффициенту 2…3 или более (коэффициент чувствительности с запасом). В этом случае следует применять ненаправленную токовую защиту от ОЗЗ как наиболее простой и надежный вариант, т.к. благодаря резистору при достаточно большом токе замыкания от 100 до 1000 А, протекающем через датчик тока нулевой последовательности,

формируется устойчивое ОЗЗ, а в первичной сети исключаются резонансные процессы и глубоко ограничиваются перенапряжения.

2.2 Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генераторов, гальванически связанных с распределительной кабельной сетью 6-10 кВ (в том числе сетью собственных нужд станций), имеет особенности. В качестве дополнительного средства для выполнения такой защиты целесообразно использование искусственной величины, соответствующей собственному ёмкостному току защищаемого элемента. Помимо решения задачи ослабления влияния уровня высших гармоник на работу защиты, следует обращать внимание на гармоники, частота которых ниже промышленной: их использование позволяет повысить надежность функционирования защиты при перемежающихся дуговых замыканиях.

2.3 Среди распространённых на рынке антирезонансных устройств (например, ABB VT Guard, RITZ DE-6 и аналоги) для трансформаторов напряжения 6-35 кВ нет ни одного цифрового, а их алгоритмы срабатывания, как правило, сводятся к простой отсечке по напряжению с выдержкой времени, что пригодно только в определённых границах ёмкости сети на землю и не позволяет полностью предотвратить развитие феррорезонансного процесса в сети. Целесообразна разработка устройств на базе микроконтроллеров, которые позволят использовать более эффективные алгоритмы обнаружения и срыва феррорезонанса.

2.4 Перспективным направлением в области измерения первичных токов и напряжений в электрических сетях среднего напряжения является разработка измерительных датчиков, в том числе раздельных и комбинированных цифровых трансформаторов тока и напряжения, удовлетворяющих требованиям точности, защищённости, работающих в необходимом частотном диапазоне и обладающих улучшенными массогабаритными характеристиками по сравнению типовыми и серийно выпускаемыми ТТ и ТН электромагнитного типа.

2.5 В действующем ГОСТ Р 55195 и в проекте ГОСТ 1516.1 испытательные напряжения, при которых измеряется интенсивность частичных разрядов, нормированы без учета возможности длительного повышения напряжения до линейного при однофазных замыканиях на землю в сетях 6–35 кВ, что приводит к испытанию изоляции на уровне существенно ниже приложенного к высоковольтным выводам при замыкании на землю (недоиспытанию изоляции). Для трансформаторов тока, незаземляемых ТН и заземляемых ТН, на обмотках которых в эксплуатации возможны длительные повышения напряжения при однофазных замыканиях на землю, испытательные напряжения должны быть увеличены в $\sqrt{3}$ раз относительно уровня рабочего фазного напряжения.

2.6 Измерение тока холостого хода для трансформаторов напряжения 35 кВ и выше в диагностических целях не информативно из-за большой ёмкостной составляющей этого тока. Следует либо отказаться от его измерения на заводах и в эксплуатации, либо применять специальные процедуры выделения тока намагничивания из тока холостого хода.

2.7 СТО 34.01-23-003-2019 «Методические указания по техническому диагностированию развивающихся дефектов маслонаполненного высоковольтного электрооборудования по результатам анализа газов, растворенных в минеральном трансформаторном масле» регламентирует отбраковку измерительных трансформаторов по превышению концентрациями газов допустимых значений без учета динамики их изменения. Следует скорректировать критерии отбраковки аппаратов и установить отдельные нормы для аппаратов герметичных и негерметичных конструкций.

2.8 ГОСТ Р «Трансформаторы напряжения индуктивные. Общие технические условия», проект которого содержит процедуру проверки антирезонансных свойств трансформаторов напряжения, очень востребован в отрасли. Задержка его утверждения в техническом комитете по стандартизации ТК16 «Электроэнергетика» составляет по меньшей мере три года. Необходимо скорейшее завершение этой работы.

В ОБЛАСТИ ЗАЩИТНЫХ АППАРАТОВ, СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1. Для защиты от грозовых перенапряжений следует применять как типовые устройства, так и новые разработки с подтвержденной эффективностью. Известно, что использование специального частотно-зависимого устройства (ЧЗУ), устанавливаемого в рассечку ВЛ, снижает амплитуду высокочастотных импульсов перенапряжений на 25-30 % сильнее, чем стандартный высокочастотный заградитель. В настоящее время ведутся исследования в области ограничения атмосферных и коммутационных перенапряжений с расширением частотного диапазона сигналов от 10 кГц до 2 МГц, а также с оценкой эффективности совместного применения ЧЗУ и ОПН. В качестве хорошо зарекомендовавших себя средств молниезащиты, не исключающих применение грозозащитного троса, должны подбираться для конкретной сети и проектироваться длинно-искровые, мультикамерные разрядники, а также разрядники нового поколения с гашением дуги «в импульсе».

3.2. В СТО 34.01-23.1-001-2017 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» требования к качеству трансформаторных масел для оборудования 110 кВ и более были резко завышены по сравнению с РД 34.45-51.300-97 и приняты равными таковым для аппаратов 750 кВ. Это не соответствует сложившейся и обоснованной практике плавного ужесточения технологических требований с ростом номинального напряжения оборудования. Следует пересмотреть новые требования, опираясь на научные и технико-экономические обоснования, а также разделить требования к качеству трансформаторных масел по типу оборудования.

3.3. Несмотря на развитие элегазовой и вакуумной коммутационной техники, масляные выключатели 110 кВ все еще эксплуатируются на многих подстанциях. Масло в таких выключателях требует регулярного контроля и замены, поскольку его старение и потеря диэлектрических свойств могут привести к отказу коммутационного аппарата при отключении токов КЗ, особенно в циклах АПВ. Поэтому в процессе эксплуатации необходимо применять современные методы онлайн-мониторинга масла (анализ газов, диэлектрических свойств), внедрять новые присадки для продления срока службы масла, а также улучшенные методы регенерации, включая сорбционную очистку и вакуумную обработку, при обслуживании высоковольтных выключателей.

ПО ИНЫМ ВОПРОСАМ

4.1. В эксплуатации целесообразно применять взаимосвязанный комплекс технических решений по защите воздушной или воздушно-кабельной сети 6-10 кВ от замыканий на землю (снижение риска ОЗЗ и последующих отказов оборудования, ограничение перенапряжений и быстрая локализации замыкания): монтаж и наладка селективной РЗА от ОЗЗ, переход к антирезонансным ТН и оптическим датчикам тока и напряжения, модернизация ВЛ с внедрением СИП-3 или аналогов, вырубка деревьев по трассе, применение птицезащитных устройств, использование длинно-искровых разрядников; замена вентильных разрядников на ОПН, гальваническое разделение поверхностных и подземных сетей с помощью трехобмоточных трансформаторов (последнее актуально для добывающих предприятий, имеющих и карьерную, и шахтные разработки).

4.2. Для оценки теплового состояния контактов и контактных соединений, концевых кабельных муфт, трехфазных асинхронных электродвигателей, трансформаторов тока и других видов оборудования рациональным и обоснованным, а также нормативно закрепленным в ряде стандартов, является использование необратимых термоиндикаторов. Эта мера позволяет установить факт превышения или не превышения установленного значения температуры за все время эксплуатации. Термоиндикаторный контроль имеет детерминированную диагностическую ценность в силу необратимого срабатывания – так называемого эффекта памяти, позволяет проводить оценку состояния электрооборудования при визуальном осмотре

без использования средств измерения (тепловизора, пирометра) и независимо от режима работы, выявлять эпизодические нагревы, например, из-за пиковых нагрузок или высших гармоник.

4.3. Рекомендуется внедрять в эксплуатацию средства и методы физического обнаружения места однофазного повреждения (системы ОМП) на протяженных ВЛ 6-35 кВ. Эта задача осложняется при наличии в одной и той же сети линий разного вида (воздушно-кабельные сети), а также линий с отпайками. В Республике Татарстан в настоящее время накапливаются и анализируются экспериментальные результаты и опыт эксплуатации комплекса с волновым ОМП, выполняется поиск с использованием способов снижения погрешности оценки расстояния до места ОЗЗ. Также новосибирскими учеными рассматриваются способы выявления мест повреждения на высоковольтных ЛЭП с помощью БПЛА, применение которых открывает возможности для поиска фидеров с неустойчивым (дуговым) замыканием на землю, где дополнительным критерием определения места ОЗЗ выступает относительное содержание низкочастотных составляющих в фиксируемом сигнале электромагнитного датчика.

4.4. Необходимо продолжение работ по методическому и нормативному обеспечению неразрушающих методов контроля состояния кабельных линий напряжением до 35 кВ и расчетных способов оценки их остаточного ресурса в рамках разрабатываемых стандартов, при проведении НИР и НИОКР. В настоящее время диагностирование КЛ среднего напряжения выполняется преимущественно по «остаточному принципу» в силу отсутствия национальных стандартов, недостатка обученных, опытных специалистов, неукомплектованности ЭТЛ необходимым специализированным оборудованием и других причин. Это затрудняет формирование и пополнение полноценной базы данных по техническому состоянию каждой КЛ и его изменению в эксплуатации, начиная с момента ввода.

4.5. В электроэнергетике применение искусственного интеллекта (ИИ) может быть полезно благодаря быстрой обработке большого массива данных и выдаче информации для принятия решения человеком. Однако сегодня за понятием ИИ стоят преимущественно некие автоматизированные системы – алгоритмы, которые созданы человеком и по определению не обладают иррациональными формами сознания. Поэтому даже хорошо обученная нейросеть не всегда способна принять оптимальное решение – наоборот, наделенный правом реализации команд, ИИ может проигнорировать действия автоматики и спровоцировать развитие тяжелых аварий. В энергетике, являющейся отраслью жизнеобеспечения, технологии ИИ представляются своевременными и полезными, но их функционал следует ограничить рамками помощи профессиональным, квалифицированным специалистам, в особенности на этапе принятия ключевых решений, когда речь идет о надежности электрических сетей и энергосистем и безопасности человека.

Проректор по научной работе и инновациям НГТУ НЭТИ, к.т.н.		Отто Артур Исаакович
Декан факультета энергетики НГТУ НЭТИ, д.т.н.		Русина Анастасия Георгиевна
Заместитель директора по науке ООО «Болид», к.т.н.		Ширковец Андрей Игоревич
Первый заместитель генерального директора – главный инженер «Россети Новосибирск» (АО «РЭС»)		Герасимов Владимир Ермагенович