

В первой части своего материала («Новости ЭлектроТехники» № 5(101) 2016) авторы рассмотрели такие аргументы в пользу комбинированного заземления нейтрали (КЗН), как устранение сверхнормативного смещения нейтрали, ограничение перенапряжений за счет резистора, включенного параллельно с ДГР, повышение чувствительности токовых релейных защит от замыканий на землю.

Сегодня они приводят примеры практического использования КЗН в электрических сетях, а также отвечают на замечания, высказанные специалистами из Санкт-Петербурга на страницах нашего журнала [13].

КОМБИНИРОВАННОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ

Фактор повышения эксплуатационной надежности сетей 6–35 кВ

КОМБИНАЦИЯ ДГР И РЕЗИСТОРОВ В ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ СЕТЯХ

К настоящему времени режим нейтрали с применением силовых резистивных установок в схемах с ДГР внедрен на более чем десяти электростанциях и пятидесяти сетевых и промышленных подстанциях в России. Эксплуатирующие организации фиксируют снижение количества аварийных отключений в несколько раз с соответствующим сокращением объема и частоты повреждений оборудования.

Накоплен положительный опыт использования высокоомных композиционных резисторов совместно со многими применяемыми в России видами ступенчатых (ЗРОМ, РЗДСОМ) и плунжерных (РЗДПОМ(А), РДМР, ZTC, ASR, EDD) реакторов [8]. Исключение составляют, пожалуй, схемы с внедряемыми относительно недавно статическими ДГР с конденсаторным управлением и реакторами с подмагничиванием. Режим КЗН с использованием резисторов серии РЗ внедряется с 2006–2007 гг. в «МРСК Урала» (13 подстанций и 32 резистора), «МРСК Волги» (26 подстанций и 70 резисторов), в ОАО «Сетевая компания» (5 подстанций и 14 резисторов), а также на других электросетевых предприятиях. Например, в филиале ПАО «МРСК Сибири» – «Кузбассэнерго-РЭС» схемы с ДГР и высокоомными резисторами реализованы на ПС «Тяжинская», «Тисульская», «Космическая», «Спутник», «Заводская», «Яшкинская» и других (характерные примеры приведены в табл. 2).

Схемы нейтрали с резисторами параллельно ДГР успешно эксплуатируются в сетях ГРУ-6(10) кВ Барнаульской ТЭЦ-2 (с 1998 г.), Кемеровской и Новокемеровской ТЭЦ (с 2001–2003 гг.), Саратовской ГРЭС (с 2003 г.), Саратовской ТЭЦ-2 (с 2004 г.), ТЭЦ Новокузнецкого металлургического комбината (с 2005 г.), Новосибирских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 (с 2008 г.), Уфимской ТЭЦ-3 (с 2011 г.), Тобольской ТЭЦ (с 2013 г.). В ряде областей применения (воздушные и кабельно-воздушные сети 6–35 кВ,

• Рис. 6. Два резистора сопротивлением 300 Ом в нейтрали ГРУ 6 кВ ТЭЦ НКМК



Андрей Ширковец, к.т.н., начальник отдела ООО «Болвид», г. Новосибирск

Михаил Козлачков, начальник службы изоляции и защиты от перенапряжений филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», г. Вологда

Валерий Сазонов, начальник отдела диагностики и перенапряжений Департамента технического обслуживания и ремонтов ПАО «МРСК Волги», г. Саратов

Ирек Хадыев, начальник лаборатории диагностики электрооборудования АО «Оскольский электрометаллургический комбинат», г. Старый Оскол

Игорь Дмитриев, к.т.н., начальник Департамента технического обслуживания и ремонтов ОАО «МРСК Урала», г. Екатеринбург

Геннадий Панкратов, ведущий инженер Управления эксплуатации, ООО «Башкирская генерирующая компания», г. Уфа

Станислав Тимошенко, начальник электроцеха ООО «Центральная ТЭЦ» (ТЭЦ НКМК), г. Новокузнецк

протяженные и изношенные кабельные сети ТЭЦ) использование КЗН – действенный метод повышения эксплуатационной надежности и продления срока службы оборудования [9].

В августе 2010 г. на Уфимской ТЭЦ-3 при возникновении ОЗЗ на потребительском фидере произошел пробой изоляции кабеля 6 кВ с последующим его возгоранием, а также повреждение двух электродвигателей. Величина емкостного тока сети 6 кВ от шин ГРУ составляла ≈ 128 А. Для исключения подобных аварий в 2011 г. была запроектирована и реализована новая схема заземления нейтрали. Резисторы 300 Ом/11,5 А без ограничения длительности работы в режиме замыкания были установлены на двух секциях ГРУ 6 кВ параллельно плунжерным реакторам 490 кВА (7–135 А), оснащенным автоматикой, которая совмещена с устройствами для селективного выявления поврежденного фидера. Сравнительная оценка повреждаемости за период 01.10.2007–01.12.2011 и 01.12.2011–01.06.2015, т.е. до и после реализации схемы КЗН, показала, что среднее количество зафиксированных ОЗЗ сократилось с 9,11 ед./год до 6,98 ед./год, а число аварийных отказов кабелей и электродвигателей снизилось в 2 раза.

Положительный эффект наблюдается и в кабельных сетях 35 кВ Омских ТЭЦ-3 (суммарный емкостный ток $I_C = 220$ А) и ТЭЦ-4 ($I_C = 380$ А). Сопоставление числа повреждений кабелей и арматуры за 5 лет до (1995 – 2000 гг.) и 5 лет после (2001–2006 гг.) установки резисторов 4 кОм параллельно ДГР в схеме выдачи мощности станций показало, что среднегодовое число повреждений снизилось с 14,7 ед. до 5,5 ед., а переходы ОЗЗ в междофазные замыкания прекратились.

Выполненное на основе мониторинга перенапряжений сопоставление натуральных осциллограмм переходных процессов при дуговых ОЗЗ в эксплуатируемой кабельной сети 6 кВ ТЭЦ НКМК [10, 11] показало, что при наличии в нейтрали только ДГР примерно в 30% случаев имеют место многократные повторные пробои фазы на землю с частотой появления примерно в 5–10 раз выше, чем предполагается в теории при $|\psi| \leq 0,05$.

Следует отметить, что средний срок эксплуатации КЛ в сети 6 кВ станции и питаемых потребителей металлургического комбината составляет 35–40 лет, их изоляция изношена, поэтому испытания таких линий выполняются напряжением не более 30 кВ. Многолетняя статистика свидетельствует, что 85–90% замыканий на землю в этой сети самоустраняются, чего не было до подключения резисторов в 2005 г. (рис. 6).

Проведенный детальный анализ количества и последствий однофазных и междофазных повреждений в сети 6 кВ ТЭЦ НКМК за 8 с лишним лет (с 01.01.2006 по 10.05.2008 и с 10.04.2010 по 01.11.2016) с привлечением осциллограмм и данных журнала срабатываний РЗА показал, что реализация КЗН привела к снижению среднемесячного количества отключенных защитами (МТЗ) фидеров 6 кВ на 30–40%. По терминологии, принятой оперативным персоналом ТЭЦ, отмечено следующее: – за время регистрации, начиная с января 2006 г., после внедрения КЗН в сети 6 кВ было зафиксировано 515 случаев

Эффект совместного применения ДГР и резисторов

Таблица 2 •

№ п/п	Подстанция	ДГР	Резистор	Год ввода	Опыт эксплуатации
1	ПС 110/35/10 кВ «Рудничная»	1 с.ш. РЗДСОМ-190/10 2 с.ш. ЗРОМ-300/10	РЗ-1000-34-10 РЗ-1000-34-10	2002	ДО: 12–15 аварийных отключений в год. За 2000-2003 гг. при ОЗЗ произошли: один случай с возгоранием на 1-й секции 10 кВ в ячейке ТН-10, выгорели цепи вторичной коммутации с погашением секции; два случая повреждения трех ячеек МВ-10 (всего 6). ПОСЛЕ: 5,3 отключений в год (с 2003 г. за 7 лет зафиксировано 37 аварийных отключений, в том числе из-за ОЗЗ). Повреждений ячеек МВ-10 кВ и другого оборудования не было.
2	ПС 110/35/10 кВ «Южная»	1 с.ш. РЗДСОМ-190/10 2 с.ш. РЗДСОМ-190/10	РЗ-1500-22-10 РЗ-1500-22-10	2003	ДО: 10–12 аварийных отключений в год. За 2000-2003 гг. при ОЗЗ произошли два случая повреждения ячеек МВ-10 и двух соседних (всего 4). ПОСЛЕ: 3,3 аварийных отключений в год (с 2003 г. за 7 лет зафиксировано 23 аварийных отключения, в том числе из-за ОЗЗ). Повреждений ячеек МВ-10 кВ и другого оборудования не было.
3	ПС 110/35/6 кВ «Макаракская»	РЗДСОМ-310/35 в нейтрали силовых трансформаторов	РЗ-8000-51-35	2003	ДО: При ОЗЗ неоднократно возникал режим с перекосом фаз и появлением на нейтрали напряжения до 18–20 кВ, срабатывала сигнализация «земля». ПОСЛЕ: Сеть 35 кВ симметрирована, при ОЗЗ с обрывом фазного провода зимой сеть проработала 20 часов при –40 °С без вторичных повреждений.

«земли» (100%), в том числе 448 случаев (86,9%) – самоустранившейся «мгновенной земли» и 67 случаев (13,1%) – «полной земли»;

- в 49 случаях произошло отключение одного или двух присоединений защитами от междуфазных КЗ, как с предшествующей в сети «землей», так и без нее;
- в 9 случаях имело место неустраняющееся длительное ОЗЗ (от 1,5 до 10 минут) с автоматическим или принудительным (ручным) отключением линий и генераторов.

С 2008 г. емкость сети 6 кВ существенно изменилась из-за закрытия и перепрофилирования ряда цехов комбината с ликвидацией или переносом их подстанций. Оставшиеся в работе цеха в большинстве стали отдельными предприятиями, не представляющими информацию о своей сети на станцию, также выделившуюся как самостоятельное ООО «Центральная ТЭЦ», для своевременной перенастройки ступенчатых реакторов ЗРОМ-350/6 на ГРУ-6 кВ. Новые торговые центры, построенные в промзоне недалеко от комбината, запитали по ВЛ, асимметрировав сеть 6 кВ. Ситуация осложняется тем, что инвестиционные программы ближайших 5 лет не включают мероприятий по модернизации системы компенсации на ТЭЦ, по выносу кабельных линий на эстакады, по массовой замене кабельной арматуры. В этих условиях применение высокоомных резисторов остается практически единственным вариантом поддержания работоспособности сети и, совместно с ДГР, средством защиты оборудования от перенапряжений в режимах ОЗЗ при неконтролируемых и непрогнозируемых расстройках КЕТ.

Необходимо отметить, что замечания по эксплуатации сети 6 кВ ТЭЦ НКМК [12] ошибочны и вводят читателя в заблуждение. Графики «Количество повреждений и активная составляющая...» [12, рис. 1] взяты с потолка, привязка к ТЭЦ НКМК абсолютно неуместна. Комментарий «экспериментальные исследования дуговых ОЗЗ при помощи вращающегося заземляющего электрода очень плохо моделируют реальные дуговые ОЗЗ» со ссылкой на опубликованные ранее результаты мониторинга перенапряжений [10, 11] вызывает недоумение: никаких опытов искусственного ОЗЗ на ТЭЦ НКМК не проводилось, все осциллограммы получены с регистратора в штатных режимах, поэтому говорить о влиянии на зажигание и гашение дуги «механических» факторов просто бессмысленно.

Апофеозом рассуждений, приведенных в [12] по опыту ТЭЦ НКМК, является то, что «после полемики в ряде изданий <...> автором были получены исходные аварийные осциллограммы дуговых ОЗЗ в сети 6 кВ ТЭЦ НКМК с ДГР + резистор и только с ДГР. Анализ данных осциллограмм показал, что в них практически нет никакой разницы». Во-первых, тезис «в

сети с комбинированной нейтралью были перенапряжения порядка $2,7U_{\phi}$, а в сети с ДГР – $2,3U_{\phi}$ » является грубой ошибкой, т.к. для разных режимов нейтрали перепутаны местами фактические значения из публикаций [10, 11]. Во-вторых, и это самое важное, никаких «исходных осциллограмм» у автора работы [12] никогда не было, что подтверждают специалисты электроцеха ТЭЦ НКМК, которые непосредственно участвовали в установке на станции резисторов и системы регистрации в 2005 г. и совместно со специалистами ООО «Болид» занимались сбором и обработкой осциллограмм.

Также следует отметить, что условие выбора резистора по возможной расстройке реактора закреплено нормативно [8], а приведенное в публикации [12] заявление об увеличении активной составляющей (очевидно, за счет резистора) «до 50–100% от тока компенсации» является грубой ошибкой и не соответствует действительности.

НАСТОЯЩИЕ МИФЫ И ДРУГАЯ РЕАЛЬНОСТЬ

Техническая аргументация основных положений авторов исследования [13] направлена на развенчание так называемых мифов в более ранних статьях в пользу КЗН (например, [8]) и на первый взгляд выглядит весьма убедительно. Основное внимание сосредотачивается на трех тезисах, обоснованность которых ставится под сомнение: ограничение перенапряжений, организация селективной релейной защиты и снижение смещения нейтрали. В первой части настоящей статьи («Новости ЭлектроТехники» № 5(101) 2016) показано, что все указанные положения, при выполнении ряда условий и прежде всего правильном выборе высоковольтного резистора, справедливы и, более того, являются существенными преимуществами КЗН перед стандартным вариантом КЕТ.

Исходный посыл авторов [13] к развенчанию «мифов» тем более удивителен, что, во-первых, с момента цитируемых публикаций конкурентов (назовем вещи своими именами) прошло от четырех до девяти лет, а во-вторых, принципиальные достоинства схем нейтрали с параллельно включенными ДГР и силовыми резисторами, как было показано выше, давно подтверждены исследованиями и многолетним положительным опытом эксплуатации в сетях 6–35 кВ.

Более того, прослеживается неосведомленность соавторов работы [13]. Например, в работе 2004 г. проф. Г.А. Евдокунина и С.С. Титенкова [14] при рассмотрении схемы ОЗЗ в сети с ДГР с параллельно включенным резистором указано: «такая схема весьма эффективно снижает перенапряжения при дуговых замыканиях, имеющие место вследствие расстройки компенсации ($K \neq 1$), помогает

повысить чувствительность релейной защиты, а также снижает резонансные перенапряжения (смещения нейтрали), вызванные несимметрией сети». Здесь речь идет явно не о коммутируемых резисторах во вторичной обмотке ДГР, которые отключены в начальном периоде ОЗЗ.

В публикации проф. К.П. Кадомской (светлая ей память!) [15], отмечено: «Для обеспечения надежной эксплуатации достаточно протяженной кабельной распределительной сети рекомендуется применять комбинированное заземление нейтрали сети, состоящее из параллельного соединения резистора и управляемого ДГР... Установка резистора в нейтрали сети позволяет уменьшить уровни перенапряжений, возникающих при ОДЗ, и в большинстве случаев добиться отсутствия повторных зажиганий дуги, характеризующихся высокими частотами, а также обеспечить селективную и чувствительную токовую защиту нулевой последовательности, позволяющую надежно идентифицировать поврежденный фидер».

Вариант КЗН, как имеющий явную практическую ценность в задаче повышения надежности эксплуатации сетей 6–35 кВ, рассматривают в своих работах проф. В.В. Назаров (Винница, Украина), проф. Р.А. Вайнштейн (Томск), проф. С.Л. Кужеков (Новочеркасск).

Рассмотрим положения статьи [13] более подробно (курсивом выделены цитаты из [13] – Авт.).

• *Высокоомным резистором является резистор, который создает суммарный (активный плюс емкостный) ток в месте повреждения не более 10 А...*

Речь идет о геометрической сумме токов, что уже не просто «плюс». Граница между высокоомными и низкоомными резисторами весьма размыта: корректнее при переходе к активным токам говорить о том, имеет ли место условно длительное удержание или быстрое автоматическое отключение ОЗЗ. Тогда резистор на 6 кВ с током 12–15 А (400–300 Ом) в первом случае будет «высокоомным» (установка в сети ГРУ), а во втором – «низкоомным» (установка в ячейке КРУ сети собственных нужд на ТЭЦ или АЭС).

• *Только при такой величине полного тока в месте повреждения (10 А) допустима длительная работа сети с однофазным замыканием на землю без отключения.*

В ПУЭ 7-го изд. и ПТЭ значение 10 А указано как предельное, по достижении которого требуется введение КЕТ для сетей 35 кВ любой конструкции и для сетей 6–35 кВ при наличии ВЛ. В Технической политике ПАО «Россети» прямых указаний, соответствующих рассматриваемому тезису и уточняющих требования ПУЭ и ПТЭ, нет. Он не является законом для проектных и эксплуатирующих организаций. Не представлено численных оценок, насколько опасна длительная работа сети с ОЗЗ при больших значениях тока замыкания на землю. Предложение авторов основано на положениях зарубежного стандарта IEEE Std. 142-2007 [16], условия применения которого весьма сильно отличаются от отечественных.

Более того, нескомпенсированный ток однофазного замыкания в сети с ДГР обусловлен не только током резистора (при его наличии), но и текущей расстройкой компенсации, активной проводимостью изоляции на землю, высшими гармониками.

Например, в сетях 15 и 20 кВ EDF (национальной электроэнергетической компании Франции) используются ДГР с диапазонами регулирования до 600 и до 1000 А и отмечается, что после их настройки остаточный ток ОЗЗ не должен превышать 40 А [17]. В Московских кабельных сетях 6–10 кВ значения емкостного тока достигают 300–400 А и даже более, поэтому только нормативно допустимые 5% расстройки и расчетные 5% активной проводимости дают до 28 А остаточного тока. Эквивалентный ток искажения от высших гармоник, не компенсируемых плунжерными ДГР, может достигать единиц и десятков ампер [18, 19].

• *Как правило, <...> рекомендуют высокоомный резистор с активным током не более 11,5 А (в большинстве случаев 2–10 А), рассчитанный на работу в течение 6 часов в режиме однофазного замыкания.*

Приведена ошибочная информация по допустимой длительности работы высокоомных (неотключаемых) резисторов на основе композиционного материала «ЭКЖМ». В действительности время их работы в режиме ОЗЗ не лимитируется.

• *Вывод об отсутствии влияния на максимальный уровень дуговых перенапряжений высокоомного резистора, включенного параллельно ДГР, подтверждается и в публикации [6] ([12] в настоящей статье – Авт.), автор которой получил от специалистов ТЭЦ Новокузнецкого металлургического комбината (НКМК) реальные осциллограммы замыканий на землю в сети 6 кВ с комбинированным заземлением нейтрали.*

Вывод об отсутствии влияния резистора на уровень перенапряжений в сети с ДГР ошибочен, что подтверждается исследованиями и расчетами [8–11, 14, 15]. Дана ссылка на непроверенную и неподтвержденную информацию из [12] о якобы выполненном «детальном» анализе исходных осциллограмм с ТЭЦ НКМК, которых у автора [12] никогда не было, в противном случае «исходные осциллограммы» давно следовало бы опубликовать в качестве доказательства своей позиции.

• *Индуктивные пути разряда емкости сети через дугогасящие реакторы с сопротивлениями 65 и 40 Ом имеют сопротивление в 4,6–7,5 раз ниже активных путей разряда через резисторы с сопротивлением 300 Ом. Ток течет по пути наименьшего сопротивления, поэтому влияние резисторов на разряд емкости на землю после гашения дуги в сети 6 кВ ТЭЦ НКМК будет крайне незначительным, что подтверждается и автором работы [6] ([12] в настоящей статье – Авт.), анализирующим реальные осциллограммы однофазных замыканий.*

Распределение тока по параллельным ветвям L-R происходит пропорционально их полным сопротивлениям в зависимости от напряжения на нейтрали, которое в режиме дугового ОЗЗ не является константой. Поэтому переход от теории горения заземляющей дуги и формирования перенапряжений к сопоставлению сопротивлений устройств в нейтрали с привязкой к тезису элементарной физики («ток течет по пути наименьшего сопротивления») может ввести читателя в заблуждение относительно особенностей переходного процесса.

Резистор, установленный параллельно ДГР, оценочно в 5–50 раз снижает добротность контура нулевой последовательности, что приводит к кратному уменьшению постоянной времени контура и эффективному демпфированию колебаний напряжения на фазах и нейтрали после каждого повторного пробоя с ограничением перенапряжений в среднем на 15–20% (относительно первого пробоя на землю). По поводу «реальных осциллограмм» автора работы [12] информация дана выше.

• *Вариант отключения части емкости сети в связи с ручным поиском однофазного замыкания методом поочередной коммутации фидеров здесь и далее не рассматривается. Этот архаичный метод должен быть запрещен в эксплуатации, как опасный развитием аварии и негативно влияющий на потребителей.*

Архаичный метод поиска ОЗЗ путем поочередного отключения, действительно являясь весьма опасным с точки зрения «вторичных» повреждений в сети, продолжает активно использоваться от безысходности. На многих электросетевых подстанциях и в схемах ГРУ нет селективных защит нулевой последовательности, сигнализация ОЗЗ выполнена по принципу контроля $3U_0$ с выдержкой времени до 9 с. Запрет такого метода еще долгое время будет невозможен, иначе во многих сетях 6–35 кВ поиск фидера с однофазным повреждением станет практически невыполнимой задачей.

• *Величина отключаемой при двойном замыкании емкости определяется длиной фидера. Если все фидера на секции примерно одной длины и их достаточно много (20 и более), то отключение одного фидера не вызовет существенного нарушения настройки компенсации. Расстройка будет в пределах 5%, причем в сторону перекомпенсации, и уровень перенапряжений не превысит таковой при резонансной настройке.*

Такой случай является ничуть не более вероятным, чем возникновение превышающих 5% расстроек КЕТ по причинам, указанным выше. К тому же относительная «симметрия» (близкие значения) токов ОЗЗ имеет место обычно по секциям шин, а вот протяженность отдельных фидеров может отличаться очень существенно – в 2–3 раза и до порядка. Поэтому довод авторов имеет очень узкую «область действия» и для большинства городских и районных сетей и сетей промпредприятий не может быть признан справедливым. Более того, для действительно высокоэффективной КЕТ значения расстройки не должны превышать 1% по требованиям ПАО «Россети».

- *Не слишком ли много условий должно быть выполнено, чтобы отключилась значительная емкость и идея комбинированного заземления нейтрали начала работать?*

Выбор резистора по условию соответствия его тока емкостному току наиболее протяженного фидера, который может отключиться в режиме ОЗЗ, является вполне адекватным действительности. Формально указанный режим стараются ликвидировать в течение 2 ч, но пока он существует, автоматика любого плунжерного и статического ДГР заблокирована и реактор не подстраивается (реакторы с подмагничиванием не рассматриваем). Чем выше время существования неотключенного ОЗЗ, тем выше вероятность аварийного повреждения в других точках сети. Плюс «архаичный» метод поиска фидера с замыканием фазы на землю.

Поэтому сверхнормативная расстройка КЕТ (эффективность дугогашения и ограничения перенапряжений катастрофически падает) – более вероятное событие, чем принято считать. В экспериментах, выполненных с участием авторов, на разных подстанциях были зарегистрированы расстройки КЕТ от 1 до 135% относительно резонансной. Высокоомный резистор в значительной мере нивелирует эффект больших расстроек КЕТ и позволяет добиться снижения аварийности в тех сетях, где ДГР физически не способен на 100% качественно решить те задачи, на которые он теоретически способен.

- *Ну и самое главное: при возникновении двойного замыкания ток, протекающий через место повреждения, достигает, как правило, нескольких килоампер. Такой ток вызывает прожигание места повреждения, и оставшееся в сети однофазное замыкание практически всегда будет устойчивым (металлическим без перемежающейся дуги). Это означает, что перенапряжений в сети не будет и резистор параллельно реактору не нужен.*

Вероятно, имеется в виду двухфазное КЗ на землю, а это значит, что ДГР не справился со своей задачей по ликвидации первичного ОЗЗ. Рассматриваемое замечание – гипотетическое и основано на допущениях, что два ОЗЗ произошли на разных фазах и на разных фидерах, что после отключения первого ОЗЗ второе будет устойчивым и его можно удерживать в сети сколько угодно долго (ДГР в этом режиме на перенапряжения тоже не влияет, равно как и резистор в схеме нейтрали, независимо от его вида и способа подключения). При наличии резерва для предупреждения таких событий необходимо любое ОЗЗ в сети селективно отключать с малыми выдержками времени [20]. В этом случае компенсация емкостного тока вообще не требуется.

- *Таким образом, вероятность отключения части емкости сети с последующими дугowymi перенапряжениями крайне низка и использовать это событие для обоснования применения постоянно включенного параллельно дугогасящему реактору высокоомного резистора неправильно.*

Полагаем, что эта вероятность будет зависеть от целого ряда факторов (конструкция сети, тип изоляции, вид ОЗЗ, наличие и характеристики защит от ОЗЗ и пр.).

Натурные измерения токов ОЗЗ в городских распределительных сетях мегаполисов подтверждают, что схема сети может очень сильно отличаться от условно-нормальной: отличия по емкостным токам при их уровне до 100–150 А на секцию могут достигать трехкратных относительно штатного положения выключателей. Конфигурация сети может многократно измениться даже в течение суток, ведь диспетчер руководствуется необходимостью обеспечения питания потребителей с учетом нагрузки, уровней напряжения, выведенных в ремонт линий и т.д. Это означает, что оперативные переключения в сети не исключены и в режимах ОЗЗ, в т. ч. при поиске поврежденного присоединения.

- *Для реле типов РТ-40, РТЗ-50, РТЗ-51, например, коэффициент броска равен $k_b=3-5$ и при собственном емкостном токе кабеля 2 А (что отвечает длине всего 2 км) ток срабатывания защиты от замыканий на землю должен быть равен $1,3 \times 5 \times 2 = 13$ А. А высокоомный резистор чаще всего $<...>$ создает ток не более 10 А. Поэтому утверждать, что: « $<...>$ беспорное достоинство такого режима нейтрали (комбинированного) заключается также в возможности реализации селективных защит от ОЗЗ, выполненных даже на простых токовых реле», неправильно.*

Для электромеханических реле обычно принимается эквивалентный коэффициент 3,6 (коэффициент надежности можно

принять 1,2, а коэффициент броска 3 [21], что в примере даст 7,2, а не 13 А. В первой части настоящей статьи («Новости ЭлектроТехники» № 5(101) 2016) для выявления поврежденного магистрального фидера было предложено использовать на питающих секциях сети с КЗН централизованные защиты. Чувствительность ненаправленных защит при правильном выборе резистора в параллель с ДГР удается обеспечить на отходящих фидерах РП 6(10) кВ с относительно небольшими собственными емкостными токами.

• При токах 5–10 А, создаваемых резистором параллельно реактору, будут работоспособны только направленные защиты. Направленные защиты по активной составляющей тока $3I_0$ (или активной мощности нулевой последовательности) пока мало распространены в эксплуатации.

Направленные защиты (код ANSI 67N) в сети с КЗН, как и в сети с ДГР, затруднительно использовать для селективного выявления поврежденного присоединения. При замыкании на присоединении емкостные токи неповрежденных присоединений протекают к шинам, а в поврежденном присоединении остаточный ток может протекать как к шинам, так и от шин – в зависимости от настройки реактора. При изменении знака и степени расстройки КЕТ меняется угол между $3I_0$ и $3U_0$ (уровень и характер нагрузки тоже существенно влияют на фазовые характеристики контура нулевой последовательности), а учитывая неустойчивый характер горения дуги и угловые погрешности кабельных трансформаторов тока, возможны ложные срабатывания направленных защит. Вероятность этого не исключается даже при использовании шунтирующих резисторов во вторичной обмотке ДГР и ваттметрических защит, поскольку последним присущи все проблемы, свойственные направленным защитам, и они требуют тонкой настройки. Условие применения таких защит – низкая угловая погрешность датчиков тока, не хуже 2–3°.

• Проблема с релейной защитой от замыканий на землю в сетях с ДГР в европейских странах решается проще. ДГР оснащаются вспомогательной силовой обмоткой 500 В, к которой кратковременно <...> подключается малогабаритный шунтирующий низковольтный резистор, создающий ... активный ток $3I_0 = 10–100$ А только в поврежденном фидере. Вот этого тока достаточно для работы простых токовых защит от замыканий на землю.

Значение тока, который необходим для обеспечения чувствительности ненаправленной защиты, зависит от конструкции, параметров линий и возможной конфигурации сети. Нижнее значение указанного диапазона может оказаться непригодным для решения поставленной задачи. Например, в ПАО «Ленэнерго» исходное требование службы РЗА – не менее 200 А активного тока для надежной отстройки релейных защит в прилегающей сети. Допустимая 90-секундная мощность вторичной обмотки ДГР европейского производителя не превышает, как правило, 20% от мощности реактора в диапазоне 100–1520 кВА (6–10 кВ) и 12,5% – в диапазоне 1000–4000 кВА (35 кВ). Следовательно, область применения шунтирующих резисторов может быть ограничена эксплуатационными и конструктивными требованиями. Так, чтобы обеспечить первичный ток 100 А, во вторичной обмотке ДГР напряжением 6, 10 или 35 кВ должен быть установлен низковольтный резистор с током 720, 1150, 4040 А соответственно (пересчет через коэффициент трансформации $6(10,35)/\sqrt{3}/0,5$ между первичной и вторичной обмотками реактора), а это 360, 575, 2020 кВт кратковременной мощности. Действительно ли в европейских странах применяются такие шунтирующие резисторы? Ведь при требуемой термостойкости (в зависимости от времени работы, сопротивления и активного материала) удорожание оснащенных ими ДГР окажется весьма заметным.

• В этом варианте низковольтный резистор на обмотке 500 В ДГР в нормальном режиме работы сети (без замыкания на землю) постоянно подключен и эффективно демпфирует смещение нейтрали.

Очевидно, в условиях несимметричной сети резистор во вторичной обмотке будет постоянно обтекаться током, обусловленным смещением нейтрали. Между тем в протяженных воздушных или воздушно-кабельных сетях 6–35 кВ несимметрия составляет от долей % до 6–7% и смещение нейтрали может оказаться весьма велико. Но выдержит ли вторичный резистор такие нагрузки? Отработает ли он при наличии на этот режим одного или нескольких ОЗЗ подряд? Учитывая принципиально ограниченную термическую стойкость вторичных металличе-

ских резисторов в любых конструкциях ДГР, следует отметить очевидные ограничения области применения предлагаемого решения в зависимости от конструкции и протяженности сети.

• В европейских странах такое техническое решение, как комбинированное заземление нейтрали (постоянное включение высокоомного высоковольтного резистора параллельно плавнорегулируемому дугогасящему реактору), не применяется в принципе.

Тем не менее комбинация ДГР и высоковольтного резистора за рубежом используется. Например, в сетях 9/10/15/20 кВ национальной электрической компании ENEL (Италия) с емкостными токами от 30 до 200 А в нейтрали более чем 1100 секций шин используется схема с постоянным включением резистора 385 Ом параллельно ступенчатому ДГР [22]. Польской компанией Simrax предлагается решение по кратковременному включению резистора с током от 20 до 300 А параллельно силовой обмотке ДГР (предусматривается 2 цикла по 5 с – подключение резистора на 3 с по истечении 2 с от начала ОЗЗ). Подобная схема используется в некоторых сетях Германии. С другой стороны, с момента изобретения трехфазной системы переменного тока многие технические решения были впервые внедрены именно в энергетике России согласно специфике эксплуатации, поэтому ценность довода «в Европе так не делают» сомнительна.

• С точки зрения организации селективной релейной защиты от замыканий на землю комбинированное заземление нейтрали при токах резистора до 10 А хуже, чем использование плавнорегулируемых дугогасящих реакторов с кратковременно подключаемыми на вспомогательную обмотку шунтирующими резисторами 500 В.

Высокоомный резистор с током 10 А, включенный постоянно и «действующий» в течение всего времени существования ОЗЗ, с точки зрения селективной релейной защиты от замыканий на землю является аналогом вторичного шунтирующего резистора, обеспечивающего такой же первичный ток.

Параметры резисторов (для европейского производителя предельный вторичный ток резистора 500 В при времени 90 с для реакторов 1520 кВА на 6–10 кВ составляет $I_2 = 400$ А, а первичный $I_1 = 58–35$ А, для реакторов меньшей мощности – $I_2 = 40–250$ А), которые установлены в дополнительной обмотке ДГР без учета требований РЗА для конкретной сети, в ряде случаев не позволяют обеспечить нормированный коэффициент чувствительности ненаправленных защит на отходящих от подстанции магистральных кабельных линиях. При этом с позиции ограничения перенапряжений и защиты оборудования при расстройках компенсации высоковольтный резистор, несомненно, лучше шунтирующего.

• Комбинированное заземление нейтрали обеспечивает снижение естественного напряжения несимметрии на нейтрали сети, но использование для той же цели дугогасящих реакторов с шунтирующими резисторами на вспомогательной обмотке 500 В – более экономичное и малогабаритное решение.

Вопрос выбора типа резистора для ограничения смещения нейтрали должен решаться индивидуально. Естественно, что за счет ограничения времени действия можно добиться снижения размеров резистора, но обратной стороной такого преимущества всегда является его ограниченная термическая стойкость, что при условии длительной сверхнормативной несимметрии фазных напряжений сети чревато повреждением самого резистора.

Вторичные металлические резисторы не рассчитаны на постоянное включение при значительном смещении нейтрали, хотя теоретически могут использоваться для его ограничения до значений менее $0,15U_{\phi}$. Однако их повреждение из-за перегрева вполне возможно при длительном существовании $3U_0 = 5–10$ В, что при изменении режимов эксплуатации протяженной сети не позволяет гарантировать безаварийную работу таких резисторов.

Таким образом, изложенные в статье [13] положения, направленные на умаление объективных достоинств режима КЗН, не являются строго обоснованными и нормативно закрепленными.

Напротив, применение способа заземления нейтрали с параллельным включением ДГР постоянно включенного высокоомного резистора эффективно и широко распространено на практике, имеет достаточный положительный опыт эксплуатации и утверждено в ряде стандартов организаций. Вероятность того, что все, кто реализовал КЗН и эксплуатирует сеть с таким режимом уже 10–15 лет, ошибались, равна нулю.

ВЫВОДЫ

1. Комбинированное заземление нейтрали активно используется на объектах электросетевых и генерирующих предприятий с 1998–2000 гг. и является объективно сформированной реальностью. Наиболее целесообразные области применения такого режима нейтрали, где его эффективность максимальна, – изношенные кабельные сети 6–35 кВ большой протяженности (преимущественно в схемах выдачи мощности ТЭЦ), а также воздушные и воздушно-кабельные сети (в том числе при значительной несимметрии и/или применении ступенчатых реакторов), где по каким-то причинам нельзя сразу отключать ОЗЗ, а решить существующие задачи по настройке ДПР, ограничению перенапряжений и защите оборудования необходимо.
2. Учитывая принятую в России программу импортозамещения, использование различных конструкций дугогасящих реакторов и металлических резисторов зарубежного производства в отечественных сетях 6–35 кВ неактуально.
3. Исходя из требований надежности и безопасности эксплуатации сетей 6–35 кВ в любых населенных пунктах, предпочтительным вариантом является быстрое выявление и безусловное отключение всех замыканий на землю при автоматическом резервировании потребителей. Это соответствует задачам, которые в настоящее время ставятся в ПАО «Россети» и направлены на снижение времени устранения повреждений и длительности отключения потребителей.

ЛИТЕРАТУРА

8. Емельянов Н.И., Ширковец А.И. Актуальные вопросы применения резистивного и комбинированного заземления нейтрали в электрических сетях 6–35 кВ // Энергоэксперт. 2010. № 2.
9. Вайнштейн Р.А., Коломиец Н.В., Шестакова В.В. Режимы заземления нейтрали в электрических системах. Томск: Изд-во ТПУ, 2006.
10. Сарин Л.И., Ильиных М.В., Ширковец А.И., Буянов Э.В., Шамко В.Н. Анализ результатов мониторинга процессов при однофазных замыканиях на землю в сети 6 кВ с дугогасящими реакторами и резисторами в нейтрали // Энергоэксперт. 2008. № 1.
11. Ильиных М.В., Ширковец А.И., Сарин Л.И., Буянов Э.В. Компенсированная и комбинированно заземленная нейтраль. Опыт эксплуатации сети 6 кВ металлургического комбината // Новости ЭлектроТехники. 2007. № 2 (44).
12. Миронов И.А. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока или стандарт по режимам заземления нейтрали? // Энергоэксперт. 2016. № 1.
13. Назарычев А.Н., Пугачев А.А., Титенков С.С. Комбинированное заземление нейтрали в сетях 6–35 кВ. Мифы и реальность // Новости ЭлектроТехники. 2016. № 3(99).
14. Евдокунин Г.А., Титенков С.С. Внутренние перенапряжения в сетях 6–35 кВ. СПб.: Изд-во Терция, 2004.
15. Екимукров С.С., Кадомская К.П. Обеспечение надежности эксплуатации кабельных распределительных сетей 6–10 кВ, оснащенных современным электрооборудованием // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. Спец. вып. № 1. 2008.
16. IEEE Std 142-2007 Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems (Практические рекомендации по заземлению промышленных и потребительских электрических сетей).
17. Folliot P., Boyer J.M., Bollé S. Neutral Grounding Reactor for Medium Voltage Networks // 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED). Netherlands, 18–21 June 2001.
18. Höne S., Montebaur A., Nehr Korn H. J. Earth Fault Trails and Measurements in Rural 20 kV Networks as Basis for Improving the Performance of these Networks / In Proc. 18th International Conference on Electricity Distribution (CIRED). Italy, Turin, 6–9 June 2005.
19. Ширковец А. И. Исследование параметров высших гармоник в токе замыкания на землю и оценка их влияния на гашение однофазной дуги // Релейная защита и автоматизация. 2011. № 4.
20. Востросаблина В.А. Резисторное заземление нейтрали в сетях среднего напряжения: «за» и «против» // Электроэнергия. Передача и распределение. 2014. № 4(25).
21. Шалин А.И. Замыкания на землю в сетях 6–35 кВ. Достоинства и недостатки различных защит // Новости ЭлектроТехники. 2005. № 3(33).
22. Cerretti A. Practice of Conversion of Neutral Earthing Scheme and Experiences // 18th International Conference on Electricity Distribution (CIRED): Round Table Presentation. Turin, 2005.