

Тема режимов заземления нейтрали затрагивается в нашем журнале не первый год (www.news.elteh.ru). Дискуссии то несколько затихают, то разгораются с новой силой. Поводом для новой полемики послужила публикация статьи авторов из Санкт-Петербурга («Новости ЭлектроТехники» № 3(99) 2016), посвященной разбору недостатков комбинированного заземления нейтрали.

В представленном сегодня материале приводятся аргументы в пользу внедрения активно-индуктивного заземления нейтрали с высоковольтным резистором с точки зрения его практической реализации.

КОМБИНИРОВАННОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ

Фактор повышения эксплуатационной надежности сетей 6–35 кВ

В сетях с компенсацией емкостного тока (КЕТ) задача надежного электроснабжения потребителей должна быть решена с учетом длительного существования однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), хотя по существу необходимо быстрое выявление и отключение любых видов повреждений.

Объективными условиями являются необходимость резонансной настройки дугогасящих реакторов (ДГР) при непрогнозируемом изменении конфигурации сети, а также внедрение селективных релейных защит, выявляющих поврежденный участок сети в этих условиях [1]. К сожалению, сегодня релейная защита от ОЗЗ «не узаконена» документально. Соответствующих нормативных требований не существует, за исключением указания в ПУЭ [2, п. 1.7.64]. Хотя в новых проектах предусматривается применение микропроцессорных защит, где обычно есть функция защиты от ОЗЗ, на практике она зачастую не используется (не работает) и поэтому сохраняется «архаичный» метод поиска путем поочередного отключения.

Положительные эффекты КЕТ, в том числе самоустранение ОЗЗ в ~80–90% или более случаях, достигаются лишь при близкой к резонансу настройке реактора. В противном случае вероятность перехода в междуфазное КЗ возрастает пропорционально времени существования ОЗЗ, степени расстройки, активной проводимости относительно земли и другим причинам.

В эксплуатации нередки случаи длительного существования значительных расстроек компенсации (более 5%, допустимых в ПТЭ [3, п. 5.11.10]), что резко снижает ее эффективность. Для иллюстрации этого положения на рис. 1 приведены натурные осциллограммы, зарегистрированные в сети 10 кВ при отключении «металлических» ОЗЗ (u_A, u_B, u_C, u_N – напряжения на фазах и нейтрали сети в масштабе 4,64 кВ/дел для рис. 1а и 1,55 кВ/дел для рис. 1б; $i_{OЗЗ}, i_L$ – остаточный ток ОЗЗ и ток ДГР в масштабе 17,9 и 35,8 А/дел соответственно). Нейтраль зазем-

лена через плунжерные реакторы, диапазона регулирования которых заведомо достаточно для обеспечения качественной КЕТ.

В первом случае (рис. 1а) наблюдаются биения фазных напряжений большой амплитуды, в 1,5–1,9 раза превышающих фазное напряжение $u_{\text{Фмакс}} = 8,1$ кВ с длительным затуханием: время перехода к симметричному режиму по напряжениям составило 650 мс. Во втором случае (рис. 1б) произошло второе замыкание на землю на присоединении с ДГР и его аварийное отключение с перенапряжениями 4,6–6,6 $u_{\text{Фмакс}}$. Такие уровни повышения напряжения относительно рабочего фазного провоцируют вторичные пробой изоляции.

Причинами сверхнормативной расстройки КЕТ могут быть частое изменение конфигурации сети 6–10 кВ, применение ступенчатых ДГР, недостаточность мощности установленных реакторов, ошибки в настройке автоматики управления из-за нестабильности вектора несимметрии по фазе и амплитуде и другие причины [1]. Между тем современные и обоснованные требования к точности настройки ДГР в резонанс для качественного выполнения их функций, в отличие от ПТЭ, достаточно жесткие: степень расстройки компенсации – до 1% [4, 5, 6]. Повышение точности настройки для управляемых реакторов с 5% до 1%, на наш взгляд, связано с объективными сложностями (особенно в диапазоне малых токов компенсации) и требует учета и автоматической коррекции ряда параметров, отличающихся для разных конструкций ДГР и принципов их регулирования [7].

Одним из вариантов решения проблемы повреждаемости в изношенной кабельной, воздушной или смешанной сети 6–35 кВ, позволяющим добиться снижения количества аварийных отключений, является введение в контур нулевой последовательности (КНП) относительно небольшого по величине активного тока, отвечающего условию возможной расстройки КЕТ в среднем на 15–20%. Конструктивно это достигается с

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

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

Валерий Сазонов,
начальник отдела развития сетей
ПАО «МРСК Волги», г. Саратов

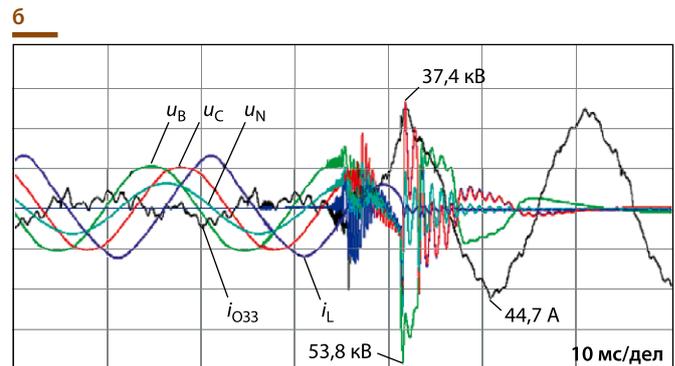
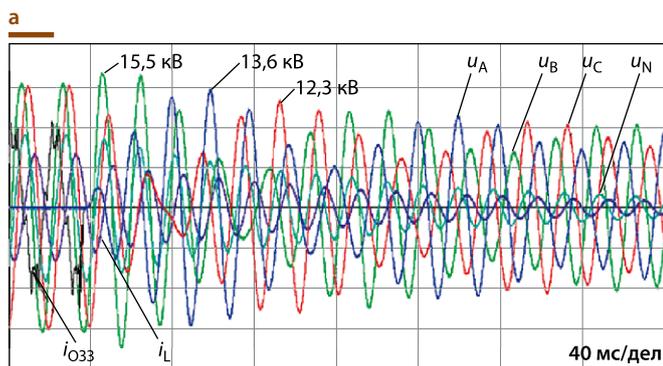
Ирек Хадыев,
начальник лаборатории диагностики электрооборудования АО «Оскольский электрометаллургический комбинат», г. Старый Оскол

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

• **Рис. 1.** Натурные осциллограммы переходного процесса при отключении замыкания на землю в сети 10 кВ: а) с расстройкой компенсации +30,5%; б) с расстройкой компенсации +17,2%



помощью специально подобранного резистора, постоянно включенного в нейтраль параллельно силовой обмотке ДГР.

В эксплуатации такой метод комбинированного заземления нейтрали (КЗН) нормативно закреплен в ряде стандартов организаций, в числе которых МРСК Сибири, МРСК Волги, Газпром [8]. Рассмотрим аргументы в пользу его применения на практике.

УСТРАНЕНИЕ СВЕРХНОРМАТИВНОГО СМЕЩЕНИЯ НЕЙТРАЛИ

Одной из объективных причин, не позволяющей выполнить предварительную настройку реактора в резонанс в нормальном режиме, является несимметрия фазных емкостей, например в сети с протяженными (десятки км) нетранспонированными воздушными линиями (ВЛ). Транспонирование фазных проводов для сетей до 35 кВ «так, чтобы суммарные длины участков с различным чередованием фаз были примерно равны» регламентировано ПУЭ [2, п. 2.5.7], но применяется редко. Для выравнивания емкостей по фазам также используют перераспределение конденсаторов высокочастотной связи. Наиболее перспективным вариантом является включение резистора параллельно ДГР, что обеспечит снижение добротности КНП и даст устойчивый положительный эффект в различных режимах эксплуатации и при изменениях схемы сети.

Смещение нейтрали, обусловленное несимметрией фазных емкостей, определяется как:

$$U_N = U_\phi \cdot \frac{\alpha}{\sqrt{\nu^2 + d^2}} \quad (1)$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети; α – коэффициент, учитывающий степень отличия (уменьшения) емкости на одной фазе.

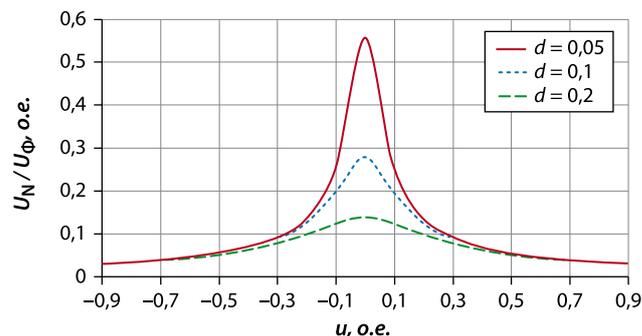
Для реальной кабельно-воздушной сети 35 кВ при расчетных значениях напряжения несимметрии $U_{нс1} = 0,0279U_\phi = 563,7$ В на 1-й секции и $U_{нс2} = 0,0216U_\phi = 436,1$ В на 2-й секции были определены зависимости относительного напряжения смещения нейтрали при разных значениях коэффициента успокоения d . «Острая» настройка ДГР ($\nu = 0$) в настоящей сети невозможна, поскольку действующее напряжение смещения достигает $U_N = 0,56U_\phi$ и $0,43U_\phi$ для 1-й и 2-й секции соответственно (характерные кривые для случая наибольшей несимметрии приведены на рис. 2), поэтому при настройке происходит самоблокировка автоматике реакторов. Для исключения этого приходится расстраивать реактор с $|\nu| > 12-15\%$, что в свою очередь резко снижает эффективность КЕТ, в том числе уровень ограничения перенапряжений.

Плановые измерения в воздушной сети 35 кВ ПС «Б. Карабулак» Самарских распределительных сетей (2013 г.) показали, что в зависимости от схемы сети, т.е. количества и параметров подключенных ВЛ, емкостный ток составляет 5,1–11 А, а напряжение несимметрии $U_{нс} = 198-612$ В (нормируемое значение по ПТЭ [3, п. 5.11.11] соответствует $0,0075U_\phi = 151$ В). Это не позволяет настроить ДГР в резонанс: напряжение смещения как минимум в 2–3 раза превышает допустимое значение $0,15U_\phi$. Перенос конденсаторов связи там, где это физически возможно, не приведет к снижению несимметрии в нормальном режиме менее чем до 200 В, а транспозиция проводов на ВЛ этой сети – затратное и трудоемкое мероприятие. Решением рассматриваемой проблемы является снижение добротности сети за счет высоковольтного резистора в нейтрали, позволяющего ввести напряжение смещения в допустимые пределы [3, п. 5.11.11]. Так, в схеме 35 кВ ПС «Б. Черниговка» Чапаевских электрических сетей существенного ограничения резонансного роста напряжения на нейтрали удалось добиться после включения параллельно ДГР резистора сопротивлением 6 кОм (2012 г.).

Натурные измерения напряжения несимметрии и напряжения смещения нейтрали в воздушной сети 35 кВ ПС 110/35/6 «Каршинск» Серовских электрических сетей (2010 г.) показали, что в сети только с реактором ЗРОМ-550/35 и при включении параллельно ему резистора 8 кОм значения напряжения на нейтрали существенно отличаются: если в первом случае режиме, близкому к резонансу, отвечают $U_{см} = 7,92$ кВ = $0,366U_\phi$ и $9,99$ кВ = $0,461U_\phi$, то во втором наибольшее $U_{см} = 2,6$ кВ = $0,12U_\phi$ при нормально поддерживаемом линейном напряжении сети 37,5 кВ и емкостном токе 16,3–17,4 А нормальной схемы с несимметрией 1,8–2,9%. Отмечено, что при КЗН напряжение смещения нейтрали в конкретной сети ограничивается в 1,5–3,8 раза и позволяет выполнить требования ПТЭ в любом режиме работы сети при любой настройке ДГР.

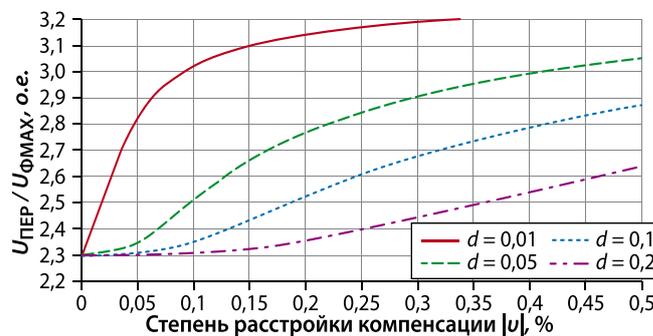
Относительное смещение нейтрали сети в зависимости от степени расстройки КЕТ в кабельно-воздушной сети 35 кВ при несимметрии 2,79%

Рис. 2 •



Зависимость перенапряжений при дуговых замыканиях на землю от расстройки КЕТ и влияние демпфирования за счет резистора

Рис. 3 •



При изолированной нейтрали в воздушной сети 35 кВ «Вологдаэнерго», питаемой от ПС «Вашки» и ПС «Белуосово» и выполненной по всей длине большинства линий в габаритах 110 кВ со значительной несимметрией (значение емкостного тока в нормальной схеме – 14 А) практически любое ОЗЗ заканчивалось пережогом проводов сечением 120–150 мм², механическим повреждением линейной изоляции и выходом из строя ОПН. Внедрение системы КЕТ на базе реакторов со ступенчатым регулированием и высоковольтных резисторов, без которых качественно настроить компенсацию оказалось невозможно, позволило исключить такие аварии. Подобный положительный эффект достигнут во многих воздушных и смешанных сетях «Вологдаэнерго» (табл. 1).

ОГРАНИЧЕНИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ЗА СЧЕТ РЕЗИСТОРА, ВКЛЮЧЕННОГО ПАРАЛЛЕЛЬНО ДГР

Перенапряжения, заметно повышающиеся с ростом расстройки КЕТ, возникают, когда значения восстанавливающегося напряжения превышают амплитуду рабочего фазного напряжения. В [9] получено выражение для определения расчетных перенапряжений $u_{ПЕР}$ для сети с ДГР или КЗН:

$$u_{ПЕР} = 1,5u_\phi + \left[u_\phi + u_{NMAX} \cdot \exp\left(-\frac{d\pi}{2|1-\sqrt{1-\nu}|}\right) \right] \times (1 - k_\delta)(1 - k_C) \quad (2)$$

где u_{NMAX} – максимальная амплитуда напряжения на нейтрали, принята как $1,2u_\phi$;

k_δ – коэффициент снижения амплитуды свободных колебаний за половину периода переходного процесса накопления избыточных зарядов на емкостях неповрежденных фаз при загорании дуги (принимается $k_\delta = 0,05 - 0,10$);

k_C – коэффициент, определяющий влияние междуфазных емкостей на начальные напряжения на неповрежденных фазах при загорании дуги (принимается равным $0,1-0,2$).

Влияние увеличения активной составляющей тока ОЗЗ за счет резистора, установленного параллельно ДГР, в (2) учитывается соответствующим увеличением коэффициента d . Расчет уровней перенапряжений в соответствии с (2) приведен на рис. 3.

► • Таблица 1. Эксплуатация сетей с КЗН в филиале ПАО «МРСК Северо-Запада» – Вологдаэнерго

№ п/п	Подстанция	ДГР	Резистор	Год ввода	Опыт эксплуатации
1	ПС 110/35/6 «Шексна», сеть 6 кВ ¹⁾	1, 3 с.ш. РЗДСОМ-115/6 (12,5–25 А)	РЗ-1000-12-6	2002	ДО: 5–8 аварийных отключений в год. ПОСЛЕ: Случаев каскадных отключений и множественных повреждений оборудования 6 кВ на ПС с момента ввода схемы в экпл. не зарегистрировано. За 2006–2015 гг. – 7 отключений по ТО и МТЗ.
		2, 4 с.ш. РЗДСОМ-230/6 (25–50 А)	РЗ-1000-12-6		
2	ПС 220/35/10 «Вологда-Южная» ²⁾ , сеть 35 кВ	1+2 с.ш. ЗРОМ-550/35 (12,3–24,2А)	РЗ-8000-51-35	2007	ДО: Повреждение МВ-35 Т-2 на ПС «Молочное». 24–25 мая 2005 г. – дуговые ОЗЗ в сети 35 кВ ПС «Вологда-Южная» на протяжении 1,5 суток. Несимметрия в сети 35 кВ – более 20–30%. ПОСЛЕ: Во время урагана 2010 г. с обрывами проводов и падением опор ВЛ-35 ни одного повреждения оборудования ПС в сети 35 кВ – не было. Сеть симметрирована.
3	ПС 110/35/10 «Погорелово», сеть 10 кВ ¹⁾	—	1,2 с.ш. РЗ-700-48-10	2007	ДО: 28.01.2006 погасание 2 с.ш. Недоотпуск 1400 кВт·ч, повреждение магистрального силового кабеля. ПОСЛЕ: С момента ввода схемы зарегистрирован 1 случай повреждения кабельной муфты из СПЭ на кабельном выходе 10 кВ (дефект монтажа).
	ПС 110/35/10 «Погорелово», сеть 35 кВ	1+2 с.ш. РЗДСОМ-310/35 (6,4–12,4 А)	РЗ-4000-102-35	2007–2010	ДО: До 2010 г. на ПС был установлен металлический резистор 35 кВ, который вышел из строя в режиме ОЗЗ. 24.05.2010 повреждение ввода МВ-35 кВ со стороны силового трансформатора на ПС «Великодворье». Причина – ОЗЗ в сети 35 кВ ПС «Погорелово». Результат – отключение Т-1 и погасание секции 10 кВ. ПОСЛЕ: Повреждений оборудования не зарегистрировано.
4	ПС 110/35/10 «Чагода», сеть 35 кВ	—	1+2 с.ш. РЗ-8000-51-35	2006	ДО: В среднем 17,3 аварийных отключений в год. Неоднократно зарегистрированы случаи повреждения ОПН-35, ТН-35, вводов МВ-35. ПОСЛЕ: Повреждений не зарегистрировано.
5	ПС 110/10 «Заягорба», сеть 10 кВ ¹⁾	1, 2, 3, 4 с.ш. 10 кВ ЗТС-250, 480 кВА	1,2,3,4 с.ш. 10 кВ РЗ-700-48-10	2007	ДО: В среднем 16,7 аварийных отключений в год. ПОСЛЕ: 9 случаев «земли» с 2009 по май 2015 г., в среднем 10,5 отключений/год, множественных повреждений оборудования 10 кВ не зарегистрировано.
6	ПС 110/35/10 «Грязовец», сеть 35 кВ	2 с.ш. РЗДСОМ-620/35У1 12,8–24,4 А	РЗ-4000-102-35	2010	ДО: Повреждения оборудования, невозможность точной настройки ДГР. ПОСЛЕ: Случаев повреждения оборудования 35 кВ на ПС и ВЛ с момента ввода схемы КЗН не зарегистрировано. Сеть симметрирована.
7	ПС 110/35/10 «Белуосово», сеть 35 кВ	1,2 с.ш. ЗРОМ-275/35 ДК1 6–12 А, ДК2 7–13 А	РЗ-8000-51-35	2011	ДО: Почти каждое ОЗЗ приводило к перегосу проводов АС-120(150), например на ВЛ-35 «Ивановская-Ольховская». ПОСЛЕ: Случаев повреждения оборудования 35 кВ на ПС и ВЛ с момента ввода схемы в КЗН не зарегистрировано. Сеть симметрирована.
8	ПС 110/35/10 «Антушево», сеть 35 кВ	1+2 с.ш. РЗДСОМ-620/35 (12–25 А)	РЗ-8000-51-35	2012	ПОСЛЕ: Сеть 35 кВ симметрирована (нет перекоса фаз). Возможна подстройка ДГР в резонанс.
9	ПС 110/35/10 «Вашки», сеть 35 кВ	1 с.ш. РЗДСОМ-620/35 (12–24 А)	РЗ-4000-102-35	2011	ДО: Повреждения на ВЛ и ПС 35 кВ опорных изоляторов, РВ и ОПН в режиме ОЗЗ. После режимов ОЗЗ ОПН и РВ неоднократно отбраковывались. ПОСЛЕ: Случаев повреждения РВ, ОПН, изоляторов 35 кВ на ПС и ВЛ с момента ввода схемы КЗН в эксплуатации не зарегистрировано. Сеть симметрирована.
10	ПС 110/35/10 «Батран», сеть 35 кВ	2 с.ш. ЗРОМ-550/35 (12–25 А)	РЗ-7000-58-35	2011	ДО: В сети 35 кВ с ПС «Батран» наблюдались длительные (более 1–2 ч) дуговые ОЗЗ, из-за переключений изменялась емкость сети с увеличением расстройки КЕТ. В 2006 г. на связанной по сети 35 кВ ПС «Мякса» из-за феррорезонанса был поврежден ЗНОМ-35. ПОСЛЕ: Повреждения ТН-35, ОПН-35 и множественных повреждений изоляции в сети 35 кВ не происходило.

Примечание

1) за исключением данных по потребительским фидерам;

2) в настоящее время находится в эксплуатации «Вологодского предприятия МЭС».

Мероприятием по минимизации влияния степени расстройки ν на значения перенапряжений, как следует из данных рис. 3, является повышение активной проводимости сети на землю. На практике это достигается установкой параллельно ДГР специально подобранного высоковольтного резистора, за счет чего естественный коэффициент демпфирования ($d \approx 0,01-0,05$) может быть увеличен до 20 раз.

Значение d , при котором перенапряжения снижаются до уровня, соответствующего первому пробую, при $u = u_{\text{ФМАХ}}$, зависит от расстройки компенсации ν . Эффект снижения перенапряжений достигается при условии примерного равенства $d \approx |\nu|$ и проявляется также при $d < |\nu|$ [9]. Например, при $|\nu| = 20\%$ и $d = 0,05$ максимальные перенапряжения $u_{\text{ПЕР}} = 2,75u_{\text{ФМАХ}}$; при $d = 0,1 - 2,5u_{\text{ФМАХ}}$, а при $d = 0,2 - 2,25u_{\text{ФМАХ}}$.

В качестве примера на рис. 4 приведена осциллограмма с регистратора в сети 10 кВ, питаемой с ПС «Заягорба» г. Череповца, где расстройка КЕТ подтверждена экспериментально.

Параллельно ДГР мощностью 480 кВА включен резистор сопротивлением 700 Ом, который устраняет проблемы расстройки реактора и ограничивает перенапряжения до значений не более $2u_{\text{ФМАХ}}$. Частота следования повторных пробоев в среднем составляет 100 мс, эскалации перенапряжений нет, биения напряжений отсутствуют.

ОРГАНИЗАЦИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ПРИ КЗН

Активный ток от резистора протекает через датчик тока (ТТНП или фильтр тока НП) в поврежденном фидере, за счет чего чувствительность токовых ненаправленных защит от ОЗЗ повышается (рис. 5). Однако обеспечить нормативный коэффициент чувствительности на присоединениях с магистральными КЛ 6–10 кВ зачастую не представляется возможным из-за больших значений собственного емкостного тока питающих кабелей. В этом случае предлагается в центре питания использовать централизованную защиту от ОЗЗ, например, работающую на принципе фиксации полярностей первых полувольт высокочастотных составляющих $3I_0$ и $3U_0$, возникающих при ОЗЗ, или на принципе относительного сопоставления высших гармонических составляющих токов нулевой последовательности во всех присоединениях. В прилегающей сети 6–10 кВ, в том числе на отходящих от РП фидерах, за счет их относительно малого собственного емкостного тока при правильном выборе резистора удастся настроить токовую ненаправленную защиту. Сделать это несколько проще при использовании микропроцессорных (МП) защит, чем при использовании электромеханических реле, так как первые более устойчивы к броску емкостного тока в первый момент замыкания.

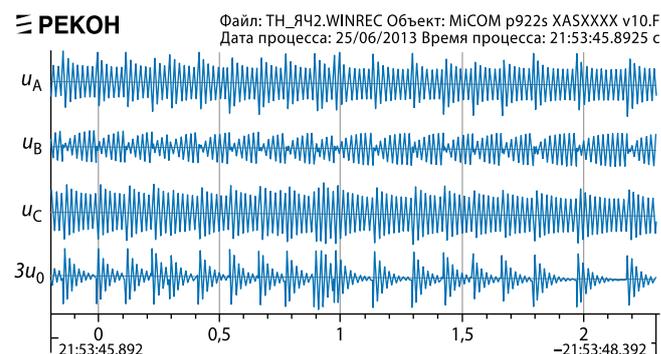
Использование резисторов во вторичной обмотке ДГР не всегда пригодно для решения проблемы низкой чувствительности защит. Например, в реакторах мощностью 1620 кВА, установленных в кабельно-воздушной сети 35 кВ, предусмотрена возможность кратковременного подключения резисторов типа 500 В/400 А/60 с, каждый из которых в первичной сети своей секции обеспечит ток 9,9 А. Этого тока недостаточно для обеспечения чувствительности токовых ненаправленных защит НП на отходящих КЛ 35 кВ сечением до 240 мм² и длиной до 6,5 км. Требуемая чувствительность обеспечивается только по отходящим фидерам с ВЛ 35 кВ и только при малых значениях переднего сопротивления.

Из-за больших значений напряжения смещения при резонансной настройке ДГР использование постоянного включения низковольтного резистора ограниченной термической стойкости может повлечь его повреждение уже при значениях $U_{\text{см}} = 0,05-0,10U_{\text{Ф}}$. А это вполне возможно при непрогнозируемых переключениях сети 35 кВ, емкость которой относительно земли может меняться в разных режимах примерно в два раза.

Применение таких резисторов (причем предварительно нагретых из-за стекания через них токов несимметрии) для обеспечения селективной работы ваттметрической функции защиты с действием на сигнал требует наличия МП-защит с такой функцией (Seram 1000+, REF 615, Siprotec 7SJs датчиками тока CSH-120(200), Kolma 06), их правильного параметрирования и подключения к выходу датчиков тока нулевой последовательности с малыми угловой и амплитудной погрешностями. С учетом слабой оснасткости ячеек 6–10 кВ такими защитами, ненормируемых погрешностей ТТНП (особенно

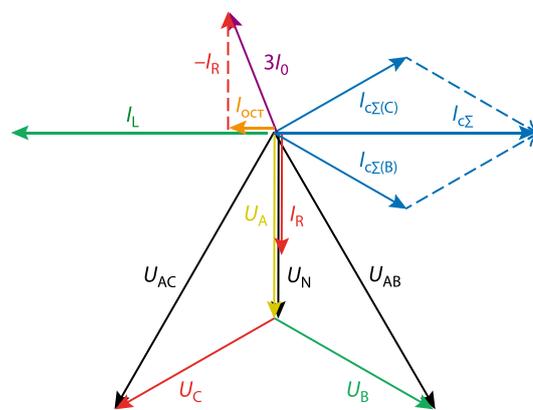
Осциллограммы напряжений на фазах и нейтрали в режиме последовательных пробоев фазы на землю

Рис. 4 •



Векторная диаграмма токов и напряжений сети с КЗН при замыкании фазы А на землю (совмещена со «звездой» фазных напряжений нормального режима)

Рис. 5 •



разъемных), культуры монтажа и ряда других причин задача представляется невыполнимой. Поэтому универсальным решением с вторичными резисторами и настройкой ваттметрических защит назвать нельзя, а его надежность пока не подтверждена испытаниями и опытом эксплуатации.

Продолжение материала – в следующем номере журнала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кучеренко В.И., Сазонов В.Н., Багаев Д.В. Дугогасящие реакторы в сетях 6–35 кВ. Опыт эксплуатации // Новости ЭлектроТехники. 2007. № 3(45).
2. Правила устройства электроустановок, 7-е изд.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации СО 153-34.20.501-2003, утв. Приказом Минэнерго России от 19.06.2003.
4. Петров О.А., Левковский А.И. О допустимой расстройке компенсации в электрических сетях 6–35 кВ // Электрические станции. 1992. № 1.
5. Вайнштейн Р.А., Шестакова В.В., Юдин С.М. и др. Защита от замыканий на землю кабельных сетей 6–10 кВ с резистивным заземлением нейтрали // Ограничение перенапряжений. Режимы заземления нейтрали. Электрооборудование сетей 6–35 кВ: Труды Четвертой Всероссийской научно-технической конференции. Новосибирск, 2006. С. 121–126.
6. Проект стандарта организации ПАО «Российские сети» «Реакторы заземляющие дугогасящие 6–35 кВ. Типовые технические требования». М., 2016.
7. Ширковец А.И., Валов В.Н., Петров М.И. Задачи автоматического управления режимом компенсации тока замыкания на землю // Релейная защита и автоматизация. 2015. № 2.
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. 118 с.