

УДК 621.316, 621.316.8
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

СТРАТЕГИЯ СБЕРЕЖЕНИЯ РЕСУРСА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ЛОКАЛИЗАЦИИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ В КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

Проанализированы способы сбережения ресурса электрооборудования в распределительных сетях на основе кабельных линий с разными видами изоляции. Показано, что традиционные режимы нейтрали с удержанием замыкания на землю неэффективны в задаче обеспечения эксплуатационной надежности трансформаторов и кабелей. Длительно воздействующие дуговые перенапряжения провоцируют развитие заводских и монтажных дефектов и снижают электрическую прочность изоляции от двух до четырех раз для изоляции из сшитого полиэтилена и бумажно-пропитанной изоляции соответственно. В качестве надежного инструмента защиты от перенапряжений, исключения риска развития однофазного замыкания в междуфазные

КЗ предложен переход к низкоомному резистивному заземлению нейтрали, обоснованы условия и описана этапность его реализации. Приведены расчетные условия выбора параметров резисторов и заземляющих трансформаторов, даны рекомендации по организации релейной защиты. Положительный эффект технического решения проиллюстрирован на примере пилотного проекта в Новосибирске: уже на второй год эксплуатации резисторов число отключений линий от шин 10 кВ питающей ПС 110 кВ снизилось вдвое, а количество зафиксированных коротких замыканий — практически на порядок.

АВТОРЫ:

А.И. Ширковец, к. т. н.,
<https://orcid.org/0009-0003-5145-9700>,
shirkovets@pnpbolid.com
ООО «Болид»

В.Е. Герасимов,
«Россети Новосибирск»
(АО «Региональные электрические сети»)

Ключевые слова:

#кабельная линия; #ресурс электрооборудования; #бумажно-пропитанная изоляция (БПИ); #изоляция из сшитого полиэтилена (СПЭ); #дефект изоляции; #электрическая прочность; #защита от перенапряжений; #однофазное замыкание; #низкоомное резистивное заземление; #нейтрализующий трансформатор; #селективное отключение; #опыт эксплуатации



Введение

Реализация положений Технической политики ПАО «Россети» [1] в части наблюдаемости и управляемости электрическими сетями требует решения задач повышения надежности электрооборудования потребителей, осуществления мероприятий по сокращению времени потери питания и соответствующего недоотпуска электроэнергии, достижения паспортного срока службы ответственных электроустановок. Наряду с активным внедрением в эксплуатацию инновационных разработок, основанных в том числе на применении твердой и комбинированной изоляции различного оборудования электрических сетей и центров питания, это требует особого подхода, который должен включать современные технологии цифровой диагностики и мониторинга технического состояния, методы и средства предиктивной аналитики. Стратегия сбережения ресурса электрооборудования должна предусматривать, с одной стороны, координацию уровня изоляции высоковольтных линий, реакторов, трансформаторов, коммутационной аппаратуры с ограниченными посредством защитных аппаратов перенапряжениями, с другой — надежную и селективную работу релейной защиты при всех видах повреждений.

В распределительных сетях, где подавляющая часть повреждений, в среднем от 60 до 80%, связана с возникновением и развитием однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) [2], важнейшую роль в их локализации и подавлении играет режим заземления нейтрали, который влияет на уровни перенапряжений и токов замыкания на землю, а также чувствительность релейной защиты, определяя таким образом надежность электроснабжения потребителей не только по высокой стороне, но и в классе 0,4 кВ. Согласно эксплуатационной практике, число фиксируемых ОЗЗ для разных гальванически не связанных участков сети варьирует от 1–2 до 40–50 ед. в год. Эти значения зависят от множества факторов: срока

эксплуатации сети, ее конструкции, потока воздействующих перенапряжений, типа изоляции эксплуатируемых кабелей и качества их прокладки и монтажа, протяженности сети, выполнения нормативов по испытаниям и видам таких испытаний и др. Часть замыканий на землю может самоустраняться, часть — переходить в междуфазные короткие замыкания (КЗ) с аварийными отключениями, часть — продолжаться единицы секунд и минут (крайне редко до двух часов), вплоть до принудительного отключения. Согласно опубликованной статистике технологических нарушений в 10 филиалах ПАО «Россети» с 2015 по 2022 год, из 115 тыс. ед. технологических нарушений на долю кабельных распределительных сетей 6–10 кВ пришлось 11,3% нарушений (13 тыс. ед.), из которых основная часть (79,68%) промаркирована кодом 3.4.7.3.5 — «Износ/старение изоляции» [3]. Следовательно, в электросетевом комплексе эксплуатируется значительное количество кабельных линий (КЛ) среднего напряжения и с сильно деградированной изоляцией с высоким риском отказов. Очевидно, для сбережения ресурса изоляции объективно необходимо не просто ограничить уровень перенапряжений, но и максимально сократить время их воздействия на изоляцию. С этой позиции оптимальным решением представляется быстрое и селективное отключение любого возникающего ОЗЗ для предупреждения его перехода в аварийное событие — КЗ. Этого можно добиться с помощью:

- а) специальных алгоритмов релейной защиты, работоспособных при перемежающейся дуге, но не решающих задачу ограничения перенапряжений;
- б) перехода к режиму заземления нейтрали через резистор с большим током, что обеспечит ограничение перенапряжений и чувствительность ненаправленной токовой защиты от замыканий на землю, что проще и надежнее [4].

Известно, что изолированная нейтраль сети 6–35 кВ несет опасность горения перемежающейся дуги с высокой ве-

роятностью повреждения межфазной изоляции, в то время как переход к другим режимам заземления нейтрали существенно уменьшает риск нештатных отключений потребителя. В частности, показано, что даже при удержании ОЗЗ включение в нейтраль резистора сети 10 (6) кВ приводит к снижению расчетной вероятности аварийного отказа от 28 до 45 % в случае предельных емкостных токов 20 (30) А без компенсации [5]. Компенсация емкостного тока как известный способ обеспечить самоликвидацию дугового замыкания на землю в настоящее время теряет роль оптимального режима нейтрали в сетях с условно большими емкостными токами (100 А и более). В этом случае заметные активные проводимости изоляции на землю, достигающие 3–5 % от емкостной, а главным образом, возникающие в цепи ОЗЗ высшие гармоники тока с уровнем единиц и десятков ампер препятствуют гашению дуги и существенно нивелируют эффект от компенсации емкостного тока на частоте 50 Гц [6].

Очевидно, длительно удерживать ОЗЗ целесообразно только тогда, когда это критически необходимо для ручного перевода питания и сохранения электроснабжения предприятий социальной сферы или бытовых потребителей с особыми требованиями по бесперебойности, а также промышленных потребителей с технологиями непрерывного цикла и вероятными ограничениями по резервному питанию.

Дефекты в изоляции кабелей и влияние перенапряжений

В электрических сетях напряжением 6–35 кВ, в первую очередь кабельных, основными видами воздействующих на изоляцию перенапряжений являются коммутационные, сопровождающие включение и отключение вакуумных выключателей, и перенапряжения при ОЗЗ, возникающие в циклах зажигания и погасания однофазной заземляющей дуги. Наиболее заметно подвержены воздей-

ствию внутренних перенапряжений распределительные трансформаторы 6–35 кВ и КЛ. Первые — в силу объективно более низкого уровня витковой изоляции, подвергающейся влиянию высоких градиентов перенапряжений на ближних к вводам витках обмоток высокого напряжения в переходных процессах, вторые — ввиду большой протяженности и распределенной структуры любой сети среднего напряжения, а также относительно большого количества установленных муфт, исходно являющихся ослабленными элементами КЛ. Для участка городской кабельной сети при суммарной длине линий 25–30 км в однофазном исчислении вполне обычным будет наличие 150–200 муфт.

Согласно РД 153–34.3–35.125–99 [7], допустимые кратности внутренних перенапряжений для изоляции электрооборудования сетей 6–35 кВ по отношению к наибольшему рабочему напряжению определяются выражением

$$k_{\text{доп}} = \frac{U_{\text{доп}}}{U_{\text{нр}}/\sqrt{3}} = \frac{k_{\text{и}} \cdot k_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{U_{\text{нр}}/\sqrt{3}}, \quad (1)$$

где $U_{\text{исп}}$ — нормированное одноминутное заводское испытательное напряжение (действующее значение) главной изоляции электрооборудования;

$U_{\text{нр}}$ — наибольшее рабочее напряжение электрооборудования;

$k_{\text{и}}$ — коэффициент импульса при внутренних перенапряжениях;

$k_{\text{к}}$ — коэффициент кумулятивности.

Для главной изоляции трансформаторов 6–35 кВ принимают $k_{\text{и}} = 1,3$ и $k_{\text{к}} = 0,9$, для электродвигателей $k_{\text{и}} = k_{\text{к}} = 1,0$.

Значения $k_{\text{доп}}$ для электрооборудования 6–35 кВ приведены в табл. 1.

Таким образом, внутренние высокочастотные перенапряжения уровнем $k_{\text{пер}} = 1,73...3,5$ относительно максимального фазного напряжения при дуговых ОЗЗ и коммутациях вакуумными выключателями, а также $k_{\text{пер}} = 3,0...5,0$ (иногда до 6–7 крат при механическом разрыве кабеля)

ДОПУСТИМЫЕ КРАТНОСТИ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Таблица 1

$U_{\text{н}}$, кВ	6	10	15	20	35
Нормальная изоляция	7,0	5,9	5,2	4,9	4,3
Облегченная изоляция	4,5	4,1	4,3	4,4	–

при переходе однофазного замыкания в КЗ с его последующим отключением могут представлять серьезную опасность для различного электрооборудования, испытанного в соответствии с нормами СТО 34.01–23.1–001–2017 [8]. Особенно эта проблема актуальна для ослабленной изоляции при длительных, сверхнормативных сроках эксплуатации электрических машин, трансформаторов и кабелей..

Отказы распределительных трансформаторов относительно редки (за исключением маломощных трансформаторов до 100 кВА с литой компаундированной изоляцией) и связаны преимущественно с технологическими дефектами и конструктивными ошибками. Применительно к причинам выхода из строя КЛ следует говорить о негативном влиянии дефектов изоляции — заводских, монтажных, эксплуатационных, ускоренно развивающихся при воздействии перенапряжений.

При оценке опасности перенапряжений для кабельной изоляции следует ориентироваться на испытательное напряжение для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). В соответствии с ГОСТ 34834–2022, в эксплуатации кабели с СПЭ-изоляцией испытываются напряжением $3U_0$ номинальной частотой 0,1 Гц в течение 60 мин. При этом значении напряжения $U_{\text{исп}}$, согласно выражению (1) с учетом $k_{\text{и}}$ и $k_{\text{к}}$, допустимая кратность коммутационных перенапряжений для кабелей с СПЭ-изоляцией составит 2,93 в классах напряжения 6–20 кВ и 3,03 в классе 35 кВ. Однако это не отвечает реальному положе-

нию дел по электрической прочности изоляции СПЭ, поскольку на заводе-изготовителе такие кабели испытываются напряжением от $3U_0$ со ступенчатым повышением напряжения с шагом U_0 до уровней $(25...35)U_0$.

Для снижения уровня повреждаемости КЛ в широком смысле следует реализовать на постоянной основе выполнение методических и практических мероприятий, включающих внедрение норм и методов входного контроля кабелей и арматуры на эксплуатирующем предприятии, контроль качества монтажа и прокладки КЛ, применение щадящих и неразрушающих методов контроля и высоковольтных испытаний напряжением сверхнизкой частоты, разработку инженерных методик оценки остаточного ресурса КЛ, расчет и выбор устройств защиты от внутренних перенапряжений с изменением режима нейтрали, внедрение соответствующей нормативно-технической документации.

В узком смысле для практического применения в эксплуатации выделены и далее подробнее рассмотрены два направления: краткий анализ влияния характерных для сетей 6–35 кВ видов перенапряжений и деградация изоляции в этих условиях, а также способы снижения негативных факторов с помощью ограничения перенапряжений и сокращения времени их воздействия.

Ввиду накопленных микродефектов и частичных разрядов в газовых полостях, стекания масла и осушения поясной и фазной изоляции на наклонных участках, развития проводящих треков

ОДНОФАЗНОЕ ПОВРЕЖДЕНИЕ В КАБЕЛЕ 10 КВ С БПИ (СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ 15 ЛЕТ)

Рис. 1



Обозначения: а) частичное выгорание фазной жилы; б) стекание масла — осушение изоляции.

по поверхности слоев кабельной бумаги длительно эксплуатируемые КЛ с бумажно-пропитанной изоляцией (БПИ) в пределе имеют сниженную до 8–14 кВ/мм электрическую прочность относительно исходного значения 40–50 кВ/мм для нового кабеля и зачастую не подвергаются плановым высоковольтным испытаниям в должном объеме из-за высокого риска отказа. Воздействие значительных перенапряжений при ОЗЗ в такой сети практически гарантированно приводит к вторичному пробое (пробоям) в местах ослабленной изоляции с развитием области повреждения и возникновением двухфазного КЗ на землю (рис. 1). Например, многолетняя статистика повреждений, накопленная в ПАО «Россети Ленэнерго», показывает, что в кабельных сетях до 35 кВ с БПИ около 25 % однофазных повреждений, будучи не отключенными сразу, приводят к межфазным КЗ [9]. Быстрое селективное отключение ОЗЗ, очевидно, позволит продлить срок службы изношенной кабельной изоляции на линиях, не достигших полного срабатывания ресурса, включая линии, срок эксплуатации которых превышает 25–30 лет.

Общепринятой практикой в настоящее время являются проектирование и строительство новых и реконструкция

участков старых кабельных сетей с широким применением силовых кабелей с изоляцией из СПЭ, которая в отличие от БПИ не обладает свойством самовосстановления в области дефекта [10]. Воздействие высокочастотных коммутационных и дуговых перенапряжений на СПЭ-изоляцию кабеля ведет к развитию дефектов и последующему пробое, что поясняется следующей зависимостью: с ростом частоты воздействующего напряжения от 50 Гц до 1 кГц электрическая прочность вулканизированной полимерной изоляции снижается в 1,7 раза, а с увеличением до 10 кГц — в 3,5 раза [11]. Если для нового СПЭ-кабеля электрическая прочность достигает 30–40 кВ/мм, то зафиксированная по результатам ресурсных испытаний остаточная прочность состаренного СПЭ-кабеля составляет 14–22 кВ/мм [12].

Поэтому необходимо внедрение мер защиты изоляции КЛ от высокочастотных внутренних перенапряжений с помощью резисторов заземления нейтрали, ОПН, RC-цепей и систем ZORC (комбинация ОПН и RC-цепочек). Кроме того, все ОЗЗ в сетях с кабелями желательно быстро отключать, что нормативно закреплено в действующих Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей [13, п. 619]. Заземляющая дуга в сило-

вом кабеле с БПИ может существовать единицы и десятки минут, для сильно состаренной изоляции характерным является время до отключения максимальной токовой защитой в пределах 5 с. В кабеле с СПЭ-изоляцией длительность дугового ОЗЗ, как правило, не превышает 1–2 мин до аварийного отключения даже при условии прокладки в плоскости кабелей одножильного исполнения (рис. 2).

Помимо этого, обязательным условием в рамках стратегии сбережения ресурса КЛ независимо от вида изоляции является применение щадящих высоковольтных испытаний с помощью установок сверхнизкой частоты, а также своевременная проверка и оценка технического состояния КЛ на основе современных методов диагностики. Последние включают интегральную оценку (сопротивление изоляции и коэффициент абсорбции, тангенс угла диэлектрических потерь $\tan \delta$, изотермический ток релаксации, возвратное напряжение), а также определение параметров и мест развития частичных разрядов в изоляции [14, 15]. Для предупреждения отказов КЛ из-за некачественного монтажа объективной необходимостью является комплексное диагностирование непосредственно в рамках приемосдаточных испытаний. Типовые испытания СНЧ позволяют



Обозначения: а) при развитии ОЗЗ в КЗ; б) отказ в муфте при отключении «земли» за время до 1,5 с.

определить только очень грубые дефекты монтажа, отвечающие предаварийному состоянию линии. Измерение уровней, частоты следования и напряжения возникновения и погасания частичных разрядов с их локализацией, определение $\tan\delta$ на разных напряжениях обеспечат выявление развивающихся, скрытых заводских и монтажных дефектов. К ним относятся преимущественно повреждения внешней оболочки и насыщение изоляции водой, в том числе через негерметизированную жилу; нарушение инструкций по монтажу муфт [16]. Это позволит снизить риск пробоя проложенного кабеля в период приработки линии, соответствующий согласно условиям испытаний в СТО 34.01-23.1-001-2017 сроку два года после ввода в эксплуатацию [8].

Экспертиза качества проекта с учетом выбора способа прокладки, расчета параметров линии, определения сечения и способа заземления экранов (вид изоляции, объем входного контроля, применяемый для монтажа КЛ инструмент и материалы, квалификация монтажников, механические повреждения — порывы кабелей) не входят

в область настоящего исследования, хотя, строго говоря, существенно влияют на фактический срок службы КЛ.

Нормативное обеспечение резистивного заземления нейтрали

В действующей редакции Технической политики ПАО «Россети» указано: «Электрические сети 3–35 кВ должны работать с изолированной, а также с заземленной через резистор или дугогасящий реактор нейтралью» [1, п. 8.1.6.2.1]. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ [13] содержат следующие положения:

– п. 619 «Низкоомное резистивное заземление нейтрали следует применять в случаях, когда однофазное замыкание на землю должно быть селективно отключено в течение минимально возможного времени, а также при наличии в сети кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. При этом ток в нейтрали должен быть достаточным для работы релейной защиты на отключение»;

– п. 621 «При превышении значений емкостного тока, указанных в настоящем пункте Правил (30 А, 20 А, 15 А, 10 А для сетей 6, 10, 15–20, 35 кВ соответственно и 10 А для любых сетей с ВЛ на металлических и железобетонных опорах) должно применяться заземление нейтрали посредством системы компенсации емкостных токов... либо через низкоомный резистор...».

Практика технологического проектирования и эксплуатации низкоомного резистивного заземления (НРЗ) нейтрали широко распространена в распределительных сетях 10–20 кВ Москвы и Санкт-Петербурга [17, 18].

Низкоомное заземление нейтрали нормативно закреплено в ряде стандартов организаций — ПАО «Россети Ленэнерго» (с 2013 г., актуализация в 2024–2025 гг.), ПАО «Россети Московский регион» (с 2018 г., актуализация в 2021 г.), ПАО «ЛУКОЙЛ» (2018 г.), ПАО «Газпром» (с 2006 г., актуализация в 2025–2026 гг.). В Беларуси действует обновленный и введенный в действие с 01.05.2024 стандарт ГПО электроэнергетики «Белэнерго» [19].

В ПАО «Россети» планируется доработать и ввести в действие СТО «Типовая инструкция по компенсации емкостного тока» [взамен РД 34.20.179.1987 г.], а также разработать и принять в 2026 г. СТО «Резисторы и устройства резистивного заземления нейтрали для сетей 6–35 кВ. Общие технические требования».

Выбор параметров низкоомного резистора

Выбор параметров низкоомного резистора, как правило, выполняется в зависимости от емкостного тока с учетом развития сети и эксплуатационных режимов или конфигурации участков сети. На практике сопротивление резистора выбирают наименьшим, исходя из следующих двух условий.

1. Обеспечение устойчивого горения дуги при ОЗЗ, при котором ток резистора должен превышать емкостный ток ОЗЗ в k раз [20]:

$$I_R \geq kI_C \Rightarrow R_N \leq \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot kI_C}, \quad (2)$$

где I_C — суммарный емкостный ток участка сети, имеющего электрическую связь в нормальном эксплуатационном режиме. В расчетном значении I_C должен быть учтен запас на развитие сети (25% или выше) и при необходимости выполнена коррекция неполноты исходных данных (практически используемые значения от 10% до двух крат);

I_R — активный ток резистора;

k — коэффициент запаса, принимаемый в диапазоне от 1,0 до 5,0 (типичными являются значения 2,5...4,0 [21]), представляет собой отношение активного тока резистора к емкостному в точке замыкания, при котором дуга горит устойчиво.

2. Обеспечение селективного срабатывания простых токовых защит на отключение ОЗЗ, при котором ток резистора должен превышать максимальный ток срабатывания

КОЛИЧЕСТВО ПОВРЕЖДЕНИЙ В СЕТИ 10 КВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ НЕПРЕРЫВНОЙ ЦИФРОВОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

Таблица 2

Событие	Режим нейтрали	
	изолированная	заземленная через низкоомный резистор
ОЗЗ	32 (45,7 %)	38 (77,5 %)
ОЗЗ с переходом в КЗ	17 (24,3 %)	2 (4,1 %)
КЗ без предшествующего ОЗЗ	21 (30,0 %)	9 (18,4 %)
Всего	70	49

защиты $I_{СЗ\max}$ от ОЗЗ. При этом требуемое сопротивление резистора по критерию надежной работы релейной защиты от ОЗЗ определяется по выражению

$$R_N \leq \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}I_{СЗ\max} \cdot k_{\chi} \cdot k_{\Omega}}, \quad (3)$$

где $I_{СЗ\max}$ — максимальный ток срабатывания релейной защиты от ОЗЗ;

k_{χ} — коэффициент чувствительности, принимаемый равным 1,5 согласно п. 14а Приказа Минэнерго России от 10.07.2020 № 546;

k_{Ω} — коэффициент запаса, учитывающий погрешность датчиков (трансформаторов) тока нулевой последовательности, переходное сопротивление в месте замыкания (в кабеле) и суммарное сопротивление цепи протекания тока ОЗЗ (включая сопротивление нейтралеобразующего устройства), время отключения ОЗЗ, изменение сопротивления резистора при нагревании в рабочих режимах. Принимается равным 1,5 при условии применения композиционных резисторов и 3,0 при условии применения металлических резисторов.

При выполнении условия (2) в большинстве случаев выполняется условие (3), однако в обратную сторону это правило не действует.

В целях унификации резисторов по сопротивлению на разных секциях одной

подстанции и на подстанциях одной сети в зависимости от конкретных условий активные токи от резисторов могут быть приняты большими относительно расчетных.

Таким образом, наиболее просто и надежно схема с автоматической ликвидацией ОЗЗ и глубоким ограничением дуговых перенапряжений реализуется при устройстве НРЗ нейтрали. При этом достигается ограничение перенапряжений до $(1,73... 2,0)U_{\phi}$ и нарушение условий существования резонансных явлений. В соответствии с положениями IEEE Std. 142–2007 [4] резистор в нейтрали сети позволяет ограничить перенапряжения до уровня не более 250% ($k_{\text{пер}} \leq 2,5$), что отвечает условию первого пробоя изоляции на землю. Согласно этому же документу для НРЗ в сетях среднего напряжения применяются резисторы с активным током в диапазоне 100–1000 А и рекомендуемым временем термической стойкости 10 с.

В табл. 2 приведены данные по опыту эксплуатации НРЗ нейтрали на участке городской кабельной сети 10 кВ с общей протяженностью КЛ около 25 км и преимущественным применением кабелей с БПИ со средним сроком эксплуатации до 30 лет. Осциллограммы проанализированы для сети за 1 год работы с изолированной нейтралью и за 1 год — с низкоомным резисто-

ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ СЕРИИ ТМГ 10 КВ ИЗ УСЛОВИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ НОМИНАЛЬНОГО ТОКА РЕЗИСТОРА НЕ БОЛЕЕ 5%

Таблица 3

$R, \text{ Ом}$	$I_{\text{р}}, \text{ А}$	$S, \text{ кВА}$	$U_{\text{к}}, \text{ \%}$	$P_{\text{кЗ}}, \text{ кВт}$	$X_{\text{ТО}}, \text{ Ом}$	$R_{\text{ТО}}, \text{ Ом}$	$Z_{\text{НО}}, \text{ Ом}$	$I_{\text{огр}}, \text{ А}$	$\Delta, \text{ \%}$	$P_{\text{р}}, \text{ кВт}$	$K_{\text{пер}}, \text{ о. е.}$
20	288,7	630	5,5	7,6	8,73	1,91	62,5	277,0	4,04	1667	2,65
30	192,5	400	4,5	5,4	11,3	3,38	94,0	184,2	4,31	1111	2,78
50	115,5	250	4,5	3,7	18,0	5,92	157,0	110,3	4,43	667	2,67
100	57,7	160	4,5	2,7	28,1	10,6	311,8	55,55	3,79	333	2,08

ром 50 Ом/120 А. Обращает на себя внимание факт снижения числа переходов ОЗЗ в КЗ практически в 6 раз после ввода резистора.

Дополнительно были проанализированы сведения о времени перехода ОЗЗ в КЗ для этого же участка сети 10 кВ за 1,5 года эксплуатации с изолированной нейтралью: около 22 % случаев отвечают времени не более 0,5 с, около 30 % — от 0,5 до 5,0 с, для 48 % случаев время превысило 5 с. Это означает, что риск отключения защитой от КЗ тем выше, чем больше время удержания ОЗЗ, но это время составляет всего единицы секунд.

Выбор нейтралеобразующего трансформатора (нейтралера)

Резистор устанавливается на каждой секции 6–20 [35] кВ в центрах питания 35–110–220 кВ, как правило, через отдельную линейную ячейку, схема его подключения такая же, как и для дугогасящих реакторов, за исключением однополюсного разъединителя, который не требуется. Присоединение низкоомных резисторов к нейтрали сети выполняется через заземляющие трансформаторы мощностью $S \leq 1000$ кВА либо в выведенную нейтраль питающего трансформатора 110–220 кВ на стороне 35 кВ. Это могут быть фильтры силовые со схемой Z_n (ФМЗ, ФМЗО), трансформаторы со схемой $Y_n/D-11$ серий ТМГ (ТМПС, ТМГН-ЗЗ) и ТЛС (ТСЛ, ТЛСЗ). Фильтры Z_n обладают лучшими массогабаритными показателями, имеют меньшие в 1,4–1,8 раза потери х.х. и меньшее в 2–3 раза сопротивление нулевой по-

следовательности $Z_{\text{ТО}}$ (по сравнению с трансформаторами Y_n/D). Независимо от этого крайне важно в проекте правильно выбрать параметры нейтралера с учетом требований по изоляции, условиям размещения, а главное — кратковременной перегрузки током резистора. Выбор мощности нейтралеобразующего трансформатора осуществляется исходя из стойкости силовых трансформаторов при коротких замыканиях в соответствии с ГОСТ Р 52719–2007 [22].

Конструктивно резистор и нейтралер могут быть размещены в одном защитном корпусе, составляя вместе устройство резистивного заземления нейтрали (УРЗН).

Нейтралеобразующий трансформатор обладает активным $R_{\text{ТО}}$ и индуктивным $X_{\text{ТО}}$ сопротивлением по нулевой последовательности, поэтому активный ток от резистора в режиме ОЗЗ будет ограничен эквивалентным сопротивлением $Z_{\text{НО}}$. Слишком большое ограничение тока резистора может привести к нарушениям в работе релейной защиты от ОЗЗ, поэтому на практике стараются не снижать номинальный ток резистора более чем на $\Delta = 5 \text{ \%}$ либо $\Delta = 10 \text{ \%}$.

Если это условие не соблюдается, нужно проверить мощность трансформатора на ступень выше, если запас избыточен (что означает удорожание) — на ступень ниже. Строго говоря, выбор мощности нейтралера технически целесообразно скорректировать с учетом условия допустимой перегрузки трансформатора, при котором

его температура будет существенно меньше допустимой по условию нагревостойкости обмоток. Данное условие обычно соблюдается при превышении мощности резистора по отношению к мощности трансформатора не более чем в 5 раз. Примеры расчета даны в табл. 3.

Для нейтралеобразующих трансформаторов Y_n/D с учетом ограничения тока резистора можно принять допустимую перегрузку по мощности в течение 10 с: ограничение $I_{\text{р}}$ не более чем на 5 % — до 3,5 крат; ограничение $I_{\text{р}}$ не более чем на 10 % — до 5,0 крат. Для фильтров Z_n с учетом ограничения тока резистора можно принять допустимую перегрузку по мощности в течение 10 с: ограничение $I_{\text{р}}$ не более чем на 5 % — до 4 крат; ограничение $I_{\text{р}}$ не более чем на 10 % — до 5 крат.

По согласованию с производителем конкретных нейтралеров, на основе подтверждающих расчетов допускается принимать значения перегрузки, превышающие рекомендованные.

Организация релейной защиты от замыканий на землю

В случае отсутствия на присоединениях 6–20 [35] кВ селективной релейной защиты от ОЗЗ, действующей на отключение фидера с однофазным повреждением, задачи защиты оборудования, снижения аварийности, надежного электроснабжения потребителей не могут быть решены в полной мере. Необходимым условием полноценного применения НРЗ является оснащение питающей

ПС 35–110–220 кВ и прилегающей сети комплектами релейной защиты от ОЗЗ, использующей значение активного тока в контуре нулевой последовательности. Для селективного выявления и отключения ОЗЗ в этом случае могут быть использованы следующие варианты:

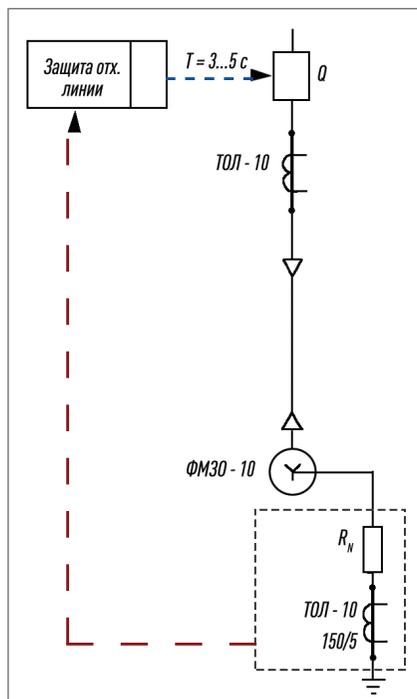
- комплект простых реле для организации ненаправленной токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) (автомат питания, реле максимального тока, времени, промежуточное и указательное реле);
- индивидуальные микропроцессорные терминалы РЗА, по умолчанию содержащие функцию ненаправленной (51N/51G код ANSI) или, при необходимости, направленной (67N код ANSI) ТЗНП;
- централизованная защита с контролем направления активной мощности НП (косинусная защита).

Действие существующих серийных устройств определения поврежденного фидера (ОПФ) основано, как правило, на принципе контроля токов нулевой последовательности не промышленной частоты и выделения наложенного сигнала, протекающего только в поврежденном присоединении. При НРЗ применять такие сложные и дорогостоящие устройства нерационально. Большой ток от резистора (100...1000 А) сам по себе является абсолютно достаточным для выявления присоединения с «землей» простой или направленной ТЗНП.

Предлагаемый подход в выборе уставок отходящих линий следующий. В процессе эксплуатации конфигурация распределительной сети может существенно изменяться из-за аварийных отключений и оперативных переключений в прилегающей сети. Следовательно, суммарный эквивалентный емкостный ток присоединения, от питающей подстанции, в зависимости от длины и сечения присоединенных линий, может меняться в диапазоне от нескольких процентов до несколь-

СХЕМА ОРГАНИЗАЦИИ ЗАЩИТЫ РЕЗИСТОРА

Рис. 3



ких раз. Поэтому предлагается загрузить уставки срабатывания по току, обеспечив $k_{\text{ч}} \geq 2$, чтобы избежать ложных срабатываний, а также для унификации и удобства наладки РЗА. Это позволит задать одинаковые значения $I_{\text{сз}}$ для секции или всей ПС (РП). Однако следует иметь в виду, что расчетный $k_{\text{ч}}$ при «загруженных» уставках должен быть в любом случае больше $k_{\text{ч}}(\text{норм}) = 1,5$ согласно указанному выше приказу Минэнерго России.

Сигнал с трансформатора тока (ТТ) в цепи резистора следует заводить непосредственно в терминал РЗА для работы ненаправленной токовой защиты на этом присоединении (рис. 3). Данный ТТ выполняет две функции: а) защиту резистора от длительного протекания тока при несрабатывании защит отходящих присоединений; б) защиту от ОЗЗ на КЛ до нейтралеобразующего трансформатора (нейтралера). При ОЗЗ на этой КЛ через установленный в ячейке

ТТНП не будет протекать ток резистора, который направлен к месту замыкания, в отличие от случая внешнего ОЗЗ, когда через ТТНП поврежденного присоединения будет протекать ток резистора, обеспечивая корректное срабатывание защиты от ОЗЗ поврежденного присоединения. В случае ОЗЗ на кабеле к нейтралеру не должно происходить ложного срабатывания защит других отходящих присоединений и через ТТ резистора в режиме ОЗЗ будет протекать его номинальный ток, тем самым обеспечивая срабатывание защиты присоединения с резистором с заданной выдержкой времени — рекомендуется установка в диапазоне 3...5 с.

Алгоритм внедрения низкоомного резистивного заземления

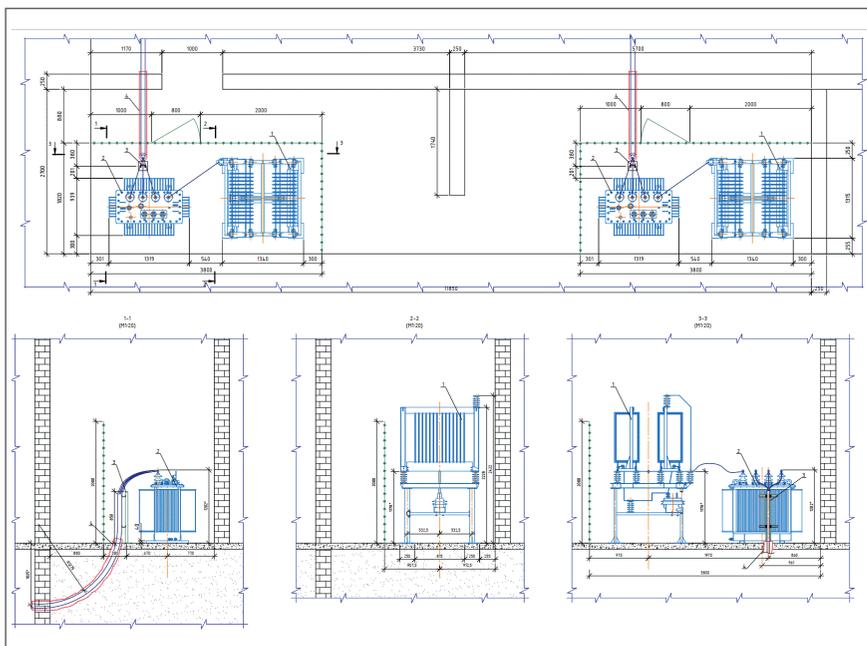
В Московской энергосистеме для электрической кабельной сети 20 кВ, построенной исключительно на кабелях с СПЭ-изоляцией, НРЗ нейтрали было единственным и принятым изначально способом защиты от перенапряжений и локализации ОЗЗ. Однако для эксплуатируемых сетей 6–20 (35) кВ, как в столице, так и в других крупных городах, этот вариант до сих пор является лишь одним из возможных и нормативно регламентированных режимов нейтрали, поэтому его реализация вызывает очень много вопросов у проектировщиков и заставляет эксплуатирующую организацию крайне осторожно и вдумчиво подходить к решению технических и организационных вопросов. Исходя из этого, целесообразно сформулировать ключевые мероприятия, отражающие механизм внедрения НРЗ в сети 6–20 (35) кВ с центром питания на ПС 110–220 кВ.

Первый этап — ключевой, предполагает следующее:

- технико-экономическое обоснование решения по переводу распределительной сети на режим НРЗ на основании анализа исходных

КОНСТРУКТИВНОЕ РЕШЕНИЕ ПО УСТАНОВКЕ НЕЙТРАЛЕОБРАЗУЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕЗИСТОРОВ В ОТДЕЛЬНЫХ КАМЕРАХ ЗРУ 10 КВ

Рис. 4



ВНЕШНИЙ ВИД УСТАНОВЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НИЗКООМНОГО РЕЗИСТИВНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ НА ПС 110/10 КВ «ВОИНСКАЯ»

Рис. 5



- проработку вопроса 100 % отключения всех ОЗЗ с собственниками абонентских электроустановок (уведомление, согласование, оценка необходимости перенастройки или дооснащения устройств РЗА);
- решение вопроса совместной работы участков сети с резистором и сети с изолированной нейтралью или компенсацией емкостного тока в ремонтных и послеаварийных режимах;
- комплексное обследование сети с расчетом и измерением емкостного тока [13, п. 621];
- формирование технических требований к силовому и релейному оборудованию для реализации НРЗ, расчет и определение его параметров;
- разработка основных решений по оснащению сети питающей подстанции необходимым оборудованием с учетом модернизации/дооснащения присоединений релейными защитами, а также, при обосновании, источниками гарантированного питания.

Второй и третий этапы являются стандартными, это подготовка и согласование проектно-сметной документации, выполнение монтажно-наладочных работ.

В качестве примера рассмотрим внедрение НРЗ на ПС 110 кВ «Воинская» в Новосибирске. Подстанция построена в 1978 году, по конструктивному исполнению представляет собой подстанцию комбинированного типа с закрытыми распредустройствами 110 и 10 кВ и размещением двух силовых трансформаторов ТДТН-25000/110 в камерах здания подстанции. От двух секций ЗРУ 10 кВ ПС «Воинская» питаются пять балансовых и три абонентских РП 10 кВ с силовыми выключателями. С собственниками абонентских РП были проведены совещания с обоснованием и обсуждением новой технологии работы с «землей» по ана-



Обозначения: а) в ячейках КРУ на ПС «Воинская»; б) РП 10 кВ прилегающей сети.

логии с КЗ, но в «щадящем» варианте, с разъяснением преимуществ — НРЗ необходимо для защиты и сбережения ресурса их оборудования. Кроме того, были разработаны технические решения для дооснащения и/или наладки устройств РЗА на абонентских РП. Согласно пп. 5.4.4 ГОСТ Р 55438–2013, «собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны каждый в отношении принадлежащих им объектов... обеспечить выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА в согласованные сроки». Следовательно, дооснащение и наладка защит от ОЗЗ на абонентских РП при переводе всей сети на НРЗ выполняются за счет владельцев этих электроустановок.

В рамках обследования сети 10 кВ были собраны необходимые исходные данные, согласованы программы и измерены емкостные токи 10 кВ, которые для первой и второй секций составили 80 и 60 А соответственно. Суммарная протяженность кабельной сети от ПС «Воинская» составляет порядка 65 км и на 90 % состоит из кабелей с БПИ, срок эксплуатации которых от двух до 30 лет и более на разных

участках сети. В разрезе пяти лет фиксировалось значительное количество повреждений КЛ с тенденцией к увеличению, за год наблюдалось от 6 до 13 отказов по отходящим линиям каждой из двух секций шин 10 кВ. При этом порядка 40–50 % случаев приходилось на групповые повреждения с отказом двух КЛ и более. В прилегающей городской сети фиксировались одновременно отключенными («на повреждении») до 50 линий.

Монтажно-наладочные работы по переводу сети на режим низкоомного заземления нейтрали включали установку двух резисторов РЗ сопротивлением 30 Ом с номинальным временем работы 10 с и присоединительных трансформаторов ТМГ-400/10 со схемой $Y_0/D-11$, подключаемых к резервным ячейкам КРУ через вновь прокладываемые силовые кабели сечением $3 \times 120 \text{ мм}^2$, выбранные и проверенные в обязательном порядке по условиям термической стойкости и невозгораемости при КЗ.

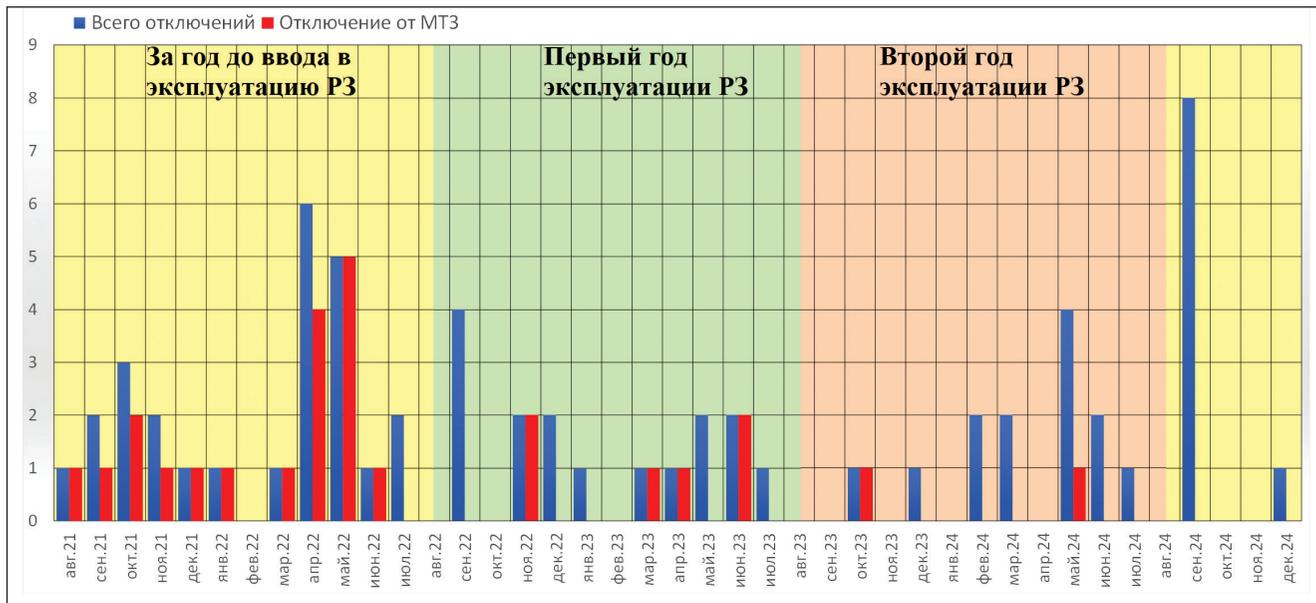
Для обеспечения надежной схемы питания устройств защиты и электромагнитов приводов выключателей

10 кВ на ПС «Воинская» был выполнен монтаж новых шкафов оперативного тока с аккумуляторными батареями. Селективное отключение однофазных замыканий было обеспечено установкой новых устройств РЗА (22 микропроцессорных терминала в ячейках на ПС «Воинская», 30 терминалов РЗА в ячейках пяти РП 10 кВ прилегающей городской сети, оснащение комплектами электромеханических реле девяти ячеек на РП «Оборонэнерго»), монтажом трансформаторов тока нулевой последовательности, выставлением уставок защиты от замыканий на землю и наладкой новых, а также существующих терминалов защиты еще на двух абонентских РП, питающих крупный торговый центр и промышленный объект. Схема сети была подготовлена, на всех ячейках 10 кВ введена ненаправленная защита, резисторы включены на постоянную работу 8 августа 2022 г.

После ввода резисторов с учетом перевода РЗА на отключение однофазных повреждений заметно снизилась аварийность в сети 10 кВ, в том числе благодаря уменьшению времени воздействия и уровней опасных перенапряжений на изоляцию КЛ. Сравни-

ДИАГРАММА КОЛИЧЕСТВА ПОВРЕЖДЕНИЙ С ОТКЛЮЧЕНИЕМ ОТХОДЯЩИХ ЛИНИЙ 10 КВ НА ПС 110/10 КВ «ВОИНСКАЯ» ЗА ТРИ ГОДА

Рис. 7



тельный анализ данных оперативного журнала и журнала срабатываний РЗА показал, что число отключений линий непосредственно от шин 10 кВ питающей ПС снизилось в первый год после ввода резисторов на 36 %, во второй — на 48 %, а количество зафиксированных на питающей ПС коротких замыканий уменьшилось в 3 раза и 9 раз соответственно (рис. 7).

Настройка АВР по стороне 10 и 0,4 кВ позволила в большинстве случаев обрабатывать как при КЗ, т.е. автоматически переключать потребителя на резерв, что обеспечивает улучшение показателей SAIDI и SAIFI. Но в отличие от трехфазного КЗ с током 14,8 кА на шинах 10 кВ ПС «Воинская» динамическое и термическое воздействие ОЗЗ (с наибольшим значением отключаемого тока 210–220 А) на обмотки трансформаторов, фазные жилы и металлические оболочки КЛ во много раз ниже. Снижение стоимости ремонтов в кабельной сети обеспечивает заметную экономию средств и носит стабильный характер в отличие от ранее существовавшей тенденции роста аварийности и за-

трат на восстановление электроснабжения в узлах сети 10 кВ.

Благодаря правильному выбору параметров оборудования НРЗ и корректировке уставок устройств РЗА на отключение замыканий на землю не только на центре питания, но и в прилегающей сети 10 кВ общее количество аварийных отключений сократилось в среднем в 2 раза, прежде всего за счет устранения каскадных и множественных повреждений изношенных кабелей в разных точках сети, что наблюдалось ранее при изолированной нейтрали сети. На рис. 8 приведены осциллограммы с штатных терминалов РЗА на ПС 110 кВ «Воинская», подтверждающие протекание через ТТНП первичного тока около 200 А.

Положительный эффект, полученный в распределительной сети города Новосибирска от ПС «Воинская», позволил распространить это техническое решение на другие городские сети 6–10 кВ. С июля 2024 г. введены в работу резисторы ООО «Болид» в составе конструкции типа УРЗН

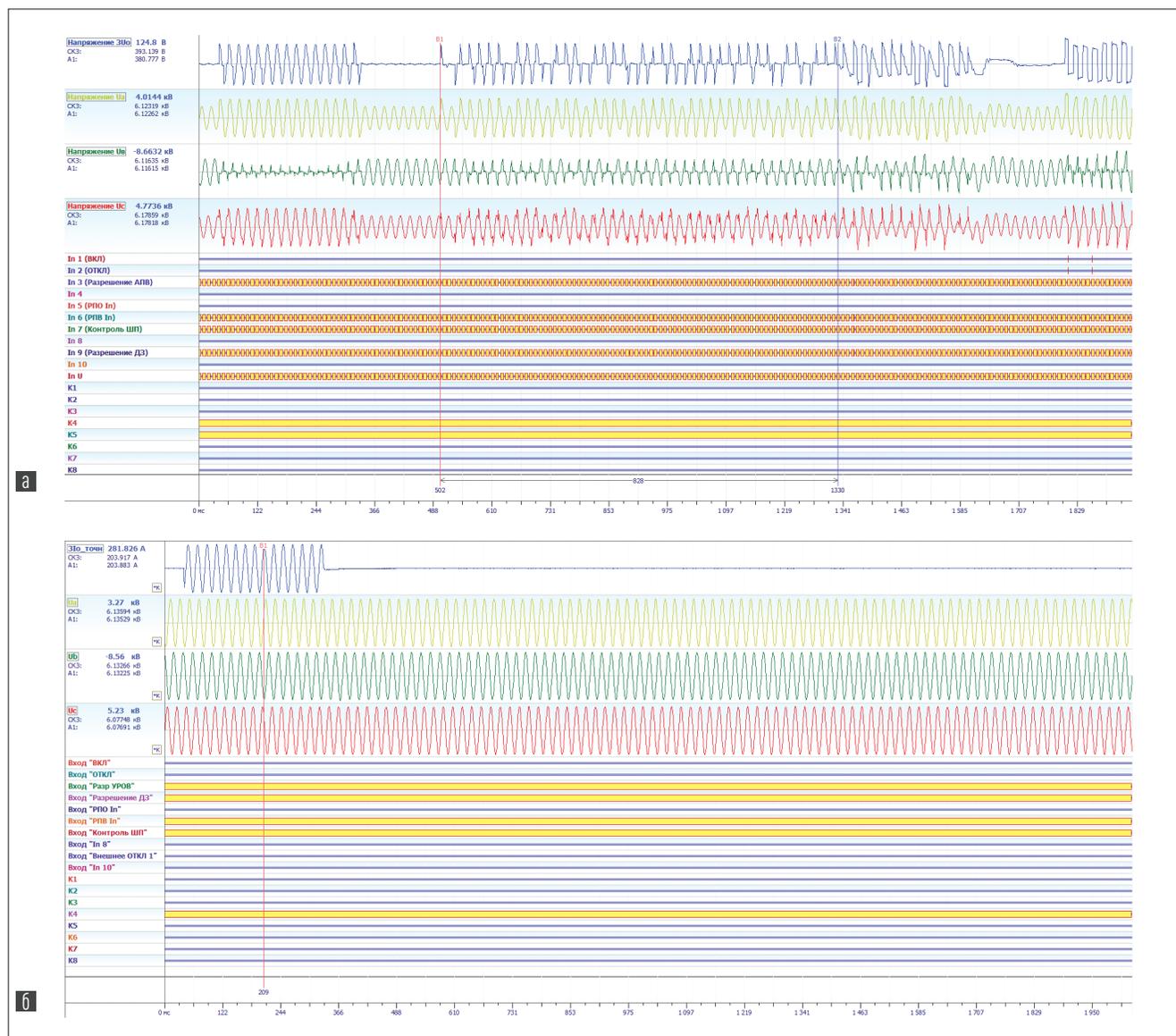
на ПС 110/10 кВ «Волочаевская», после ввода уже зафиксированы селективные отключения КЛ и ВЛ (последние в том числе с успешными АПВ, доля которых не снижается после ввода НРЗ и составляет не менее 70 %). Это позволяет сделать обоснованное заключение о существенном сбережении ресурса электрооборудования благодаря селективной локализации и ликвидации однофазных замыканий в городских кабельных сетях.

Выводы

1. Стратегия сбережения ресурса электрооборудования напряжением 6–20 (35) кВ, в составе которого наибольшую повреждаемость демонстрируют распределительные трансформаторы и КЛ, является комплексной задачей и должна быть построена с учетом следующих условий. Во-первых, при организации надежной защиты от внутренних перенапряжений, а изначально при применении оборудования с достаточными запасами по электрической прочно-

ОСЦИЛЛОГРАММЫ С МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ ПРИ ДУГОВОМ ЗАМЫКАНИИ НА ЗЕМЛЮ В СЕТИ 10 кВ

Рис. 8



Обозначения: а) с изолированной нейтралью; б) после установки низкоомного резистора.

сти основной изоляции; во-вторых, при строгом соблюдении и контроле технологии монтажа; в-третьих, при переходе к щадящим и неразрушающим методам проверки и оценки технического состояния; в-четвертых, что исключительно важно, при реализации концепции «любое замыкание, и однофазное, и короткое, считаем аварийным событием и быстро отключаем».

2. Компенсация емкостного тока с помощью дугогасящих реакторов выполняется как классический вариант заземления нейтрали, рассчитанный на работу сети с удержанием ОЗЗ на время его поиска и переключений потребителя. Однако эффективность компенсации в редких случаях можно признать удовлетворительной при значени-

ях емкостного тока более 100 А. В сетях 6–20 [35] кВ зачастую эксплуатируются кабели с изоляцией из СПЭ, не обладающие свойством восстановления электрической прочности изоляции и требующие отключения любого ОЗЗ, что нормативно закреплено в п. 619 ПТЭ ЭСС РФ. Аналогичное требование по исключению длительного воздей-

- ствия дуговых перенапряжений следует предъявлять к сети с силовыми и измерительными трансформаторами с литой компаундированной изоляцией.
3. Городские кабельные сети 6–20 (35) кВ с учетом условий надежности и безопасности целесообразно переводить на быстрое отключение всех однофазных повреждений по аналогии с КЗ. Простым и надежным способом защиты изоляции и сбережения ресурса оборудования служит низкоомное резистивное заземление нейтрали с активным током в десятки и сотни ампер. Ключевым преимуществом такого режима является предупреждение КЗ (развития ОЗЗ), исключение термических и электродинамических воздействий — сбережение ресурса оборудования, коммутационного ресурса выключателей.
 4. Опыт внедрения и эксплуатации низкоомного резистивного заземления в городских кабельных сетях 6–20 (35) кВ полностью подтверждает ожидаемые положительные эффекты — кратное снижение количества аварийных отключений, тяжести повреждения оборудования и времени восстановительных ремонтов. Благодаря АВР происходит быстрый «подхват» питания потребителей после отключения ОЗЗ, повышается наблюдаемость и управляемость сети, а также обеспечивается высокий уровень электро- и пожаробезопасности, что крайне актуально для условий городской застройки.
 2. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью с компенсацией емкостных токов. М.: Энергия, 1971.
 3. Коржов А.В., Сафонов В.И., Бабаев Р.М., Коростелев Я.Е. Анализ статистики технологических нарушений в кабельных распределительных сетях 6 (10) кВ // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2023. Т. 23. № 4. С. 5–13.
 4. IEEE Std 142–2007. IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems = Стандарт IEEE Std 142–2007 Практические рекомендации по заземлению промышленных и потребительских сетей.
 5. Ширковец А.И. Особенности развития дуговых замыканий на землю в кабельной изоляции сети с резистором в нейтрали // Энергетик. 2016. № 9. С. 36–40.
 6. Шуин В.А., Добрыгина О.А., Кутумов Ю.Д., Шадрикова Т.Ю. Влияние высших гармоник на переходные процессы при дуговых замыканиях на землю в кабельных сетях 6–10 кВ с изолированной нейтралью // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2020. № 2. С. 30–40.
 7. РД 153–34.3–35.125–99. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. Утв. 12.07.1999 ПАО ЕЭС России.
 8. СТО 34.01–23.1–001–2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Стандарт организации. Дата введения: 29.05.2017. ПАО «Россети».
 9. Баринов В.М., Соловьев Н.Н., Углев Н.В. и др. Повреждаемость КЛ в ОАО «Ленэнерго» и влияние на нее перенапряжений в электрических сетях // Кабель-news. 2013. № 1. С. 30–33.
 10. Boggs S.A. Mechanisms for Degradation of TR-XLPE Impulse Strength During Service Aging // Power Delivery. 2002. Vol. 17. Issue 2. P. 308–312.
 11. Thiamsri R., Ruangkajonmathee N., Oonsivilaiand A., Marungsri B. Effect of Applied Voltage Frequency on Electrical Treeing in 22 kV Cross-Linked Polyethylene Insulated Cable // World Academy of Science, Engineering and Technology. 2011. Vol. 5. P. 1559–1564.
 12. CENELEC HD 620 S1 VOL 1–1996 Distribution Cables with Extruded Insulation for Rated Voltages from 3,6/6 (7,2) kV to 20,8/36 (42) kV.
 13. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утверждены приказом Министерства энергетики РФ от 04.10.2022 № 1070.
 14. Утепов А.Е., Осотов В.Н. Кабельные линии 6–10 кВ с бумажно-пропитанной изоляцией. Практические аспекты оценки состояния // Новости электротехники, 2016. № 2 (98). С. 2–4.
 15. Сидельников Л.Г. Силовые кабельные линии со СПЭ-изоляцией. Локализация проблемных мест и прогнозирование остаточного ресурса // Новости электротехники. 2017. № 2 (104)–3 (105). С. 66–68.
 16. Поляков О. Обеспечение длительного срока бесперебойной эксплуатации кабельных линий. Причины, влияющие на снижение срока службы кабельных линий среднего напряжения // Кабель-news. 2014. № 4. С. 30–33.
 17. Львов М.Ю., Челазнов А.А., Долгов А.С., Зотов С.С. Технологическое проектирование электрических сетей напряжением 20 кВ мегаполиса // Энергия единой сети. 2024. № 3–4 (74). С. 18–29.
 18. Кузьмин И.А., Магдеев Н.Н., Евдокунин Г.А. и др. Переход к резистивному заземлению нейтрали как шаг на пути к автоматизации // Электроэнергия. Передача и распределение. Спецвыпуск. 2018. № 3 (10). С. 18–24.
 19. СТП 33240.20.187–24 «Электрические сети 6–35 кВ. Резистивное и комбинированное заземление нейтрали. Методические указания по проектированию». Приказ ГПО «Белэнерго» от 08.04.2024 № 94 «Об утверждении стандарта ГПО «Белэнерго», введен в действие с 01.05.2024.
 20. Беляков Н.Н. Перенапряжения от заземляющих дуг в сетях с активным сопротивлением в нейтрали // Труды ВНИИЭ. 1961. Вып. 11. С. 84–101.
 21. Стандарт организации. Методические указания по выбору режима заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ. Утв. распоряжением ПАО «Россети Московский регион» от 18.05.2021 № 475 р.
 22. ГОСТ Р 52719–2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике», утверждено Советом директоров Общества (протокол от 28.12.2024 № 673). https://www.rosseti.ru/upload/docs/PETP_2024.pdf

Для цитирования: Ширковец А.И., Герасимов В.Е. Стратегия сбережения ресурса электрооборудования на основе локализации однофазных замыканий в кабельных сетях среднего напряжения // Энергия единой сети. 2025. № 2. С. 24–36.