

Авторы:

к.т.н. Ширковец А.И.,
ООО «Болид»,
г. Новосибирск, Россия,
Колупаев М.В.,
Пермское региональное
управление
ООО «ЛУКОЙЛ-
ЭНЕРГОСЕТИ»,
г. Пермь, Россия.

Ph.D. Shirkovets A.I.,
BOLID LLC,
Novosibirsk, Russia,
Kolupaev M.V.,
Perm Regional
Administration of
«LUKOIL-
ENERGOSETI» Ltd.,
Perm, Russia.

ПОВРЕЖДЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ ДО 35 кВ С ЛИТОЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ И СНИЖЕНИЕ РИСКОВ ИХ ОТКАЗА В ЭКСПЛУАТАЦИИ

FAILURE OF MOLDED VOLTAGE TRANSFORMERS UP TO 35 kV AND REDUCTION OF THE RISKS OF THEIR FAILURES DURING OPERATION

Аннотация: в статье представлены результаты обзора и исследования условий выхода из строя заземляемых трансформаторов напряжения (ТН) с литой изоляцией напряжением до 35 кВ. Основной причиной отказа таких трансформаторов являются сверхтоки, вызывающие необратимые повреждения первичной обмотки ТН при феррорезонансе, перевозбуждении или подмагничивании сердечника постоянным током при несимметричных дугах, в редких случаях при воздействии атмосферных перенапряжений. Рассмотрены схемно-конструктивные решения по защите электромагнитных ТН, проанализирована эффективность защиты современных трансформаторов с помощью защитных предохранительных устройств (ПУ). Сформулированы предложения по снижению риска отказов ТН, которые могут быть внедрены на различных этапах их жизненного цикла: при разработке, изготовлении и заводских испытаниях, в проектировании и эксплуатации.

Ключевые слова: трансформатор напряжения, литая изоляция, однофазное замыкание на землю, феррорезонансный процесс, предохранительное устройство, насыщение магнитопровода, ток холостого хода, частичные разряды.

Abstract: the paper presents the results of a review and investigation of failure conditions of grounded voltage transformers (VT) with molded insulation with a rated voltage of up to 35 kV. The main reason for the failure of such transformers is overcurrents, which cause irreversible damages of the VT primary winding under ferroresonance conditions, due to overexcitation or magnetization of the core by direct current with asymmetric arcs, and, in rare cases, under atmospheric

Введение

Наиболее часто отказы электромагнитных ТН с литой изоляцией регистрируются в сетях напряжением класса 35 кВ с изолированной нейтралью при отсутствии специальных мер по демпфированию. Неблагоприятным фактором является относительно небольшая емкость относительно земли для сети с воздушными линиями, что весьма характерно в этом классе напряжения. Самоустраняющиеся пробой фазы на землю, зачастую не приводящие к срабатыванию сигнализации по $3U_0$ из-за больших выдержек времени до 9 с (происходит возврат защиты после пуска), приводят к увеличению напряжения на ТН и вызывают смещение к области ее насыщения по кривой намагничивания. Таким образом, если нейтраль сети изолирована, заземляемые ТН служат основным путем стекания избыточных зарядов в паузы между однофазными пробоями. В зависимости от параметров и длительности

режима дугового замыкания это может вызывать возникновение и развитие витковых замыканий в первичной обмотке ТН, приводящих в итоге к срабатыванию ПУ или разрушению (отказу) трансформатора. Выявление замыканий отдельных витков в первичной обмотке ТН при их изготовлении не предусмотрено нормативными документами и требует специальных высокочувствительных методов. Стандартные испытания, в том числе измерение тока холостого хода (х.х.) или опыт «короткого замыкания», не позволяют их выявить, требуются более дорогие и трудоемкие методы заводских испытаний. Однако ни одному производителю не нужны убытки из-за повышения процента брака (выпускаемых неремонтопригодных трансформаторов).

Надежность ТН с литой изоляцией зависит, в первую очередь, от фактического состояния его элементов – равномерно-сти обмотки и витковой изоляции обмоток,

прилегания пластин магнитопровода друг к другу, однородности заливки и наличия включений в твердой компаундированной изоляции и других факторов. Качество готового ТН формально гарантирует завод-изготовитель, но срок службы ТН в эксплуатации будет зависеть от целого ряда факторов: параметров переходных процессов и воздействующих перенапряжений, режима нейтрали сети, соответствия нормам в испытаниях, объема «некритичных» технологических дефектов, соблюдения условий монтажа и наладки.

Техническое состояние ТН можно оценить в ходе комплексных испытаний и измерений, объем которых должен быть дополнен по сравнению с типовыми требованиями, приведенными в РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (переработанный и принятый в качестве стандарта ПАО «Россети» СТО 34.01-23.1-001-2017). Практическая значимость такого обследования заключается в определении критериев оценки технического состояния ТН при приемке и в эксплуатации. На основании результатов обследования решается вопрос контроля и предупреждения аварийного отказа ТН, означающего потерю цепей учета электроэнергии, в ряде случаев коммерческого, а также цепей напряжения ряда функций релейной защиты (направленные защиты, защиты минимального/максимального напряжения) и автоматики.

Повреждения ТН можно разделить на два вида: первый – возникновение разрыва в первичной обмотке без разрушения ТН, что происходит крайне редко; второй – развитие витковых замыканий в обмотке, приводящих к разрушению ТН, что является основной причиной выхода трансформатора из строя в эксплуатации.

Проблемы, возникающие при эксплуатации ТН с литой изоляцией, в значительной мере связаны с особенностью их конструкции. Компактность любого трансформатора с литой изоляцией определяет специфический профиль послоевого и поперечного (по сечению) распределения температуры в его первичной обмотке по сравнению с маслонаполненным ТН. Рабочие градиенты температур в конструкции маслонаполненных ТН значительно ниже, чем в ТН с литой изоляцией, за счет конвекции масла. В свою очередь, искажение градиентов температуры и напряженности поля на обмотке высо-

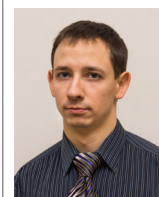
кого напряжения происходит при резком увеличении первичных токов в ТН из-за насыщения стали трансформатора. Кроме того, увеличению градиентов температуры в ТН с литой изоляцией при их эксплуатации способствует наличие специального «демпфирующего экрана» для компенсации нагрева магнитопровода. Состав эпоксидных компаундов, температурный индекс изоляции эмальпроводов, технологии намотки, изолирования, вакуумирования и формирования корпусов измерительных трансформаторов с учетом успешных заводских испытаний считаются соответствующими всем требованиям качества. Поэтому возникающую в эксплуатации проблему появления и развития витковых замыканий в первичной обмотке (с ее последующим разрушением, в ряде случаев сопровождающимся растрескиванием и разломом корпуса ТН и повреждениями другого оборудования в ячейке) заводы-изготовители не готовы решать изменением их конструкции. Помимо конструктивных факторов, акцентировать внимание нужно на качестве проектных решений, а также схемно-режимных условиях эксплуатации трансформаторов.

Метрологически поверенные, исправные ТН в нормальном режиме не влияют на качество электроэнергии. Однако отклонение параметров ТН от нормируемых может приводить к искажению формы и изменению амплитуды напряжения, нарушению требований ГОСТ 32144-2013 по качеству электроэнергии. Важной задачей в рамках измерений и испытаний ТН является определение и классификация таких его параметров, которые могут помочь в выявлении предаварийных состояний и отклонений от требований нормативных документов.

Аварийные отказы ТН с литой изоляцией разных производителей, а также излишние срабатывания ПУ и предохранителей в их составе происходят в различных условиях эксплуатации (разные емкостные токи, режим и оборудование заземления нейтрали, место размещения ТН и пр.). Это происходит при различных коммутациях в сети, преимущественно однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ). На ряде предприятий заранее предусмотрена защита ТН от феррорезонанса [1, п.5.5]. Следовательно, проблема заключается не только в эксплуатационных факторах, но и в конструктивных особенностях ТН с литой изоляцией.

overvoltages. Schematic and design solutions for the protection of electromagnetic VTs are considered. The paper also analyzes the efficiency of protection of modern voltage transformers using fuse protection devices. The proposals for the reduction of the risks of VT failures are developed and formulated, which can be implemented at various stages of their lifetime: during development, manufacture and factory testing, in designing and operation.

Keywords: voltage transformer, molded insulation, single phase-to-ground fault, ferroresonance process, fuse protection device, magnetic core saturation, no-load current, partial discharges.



Ширковец
Андрей Игоревич

В 2006 г. окончил факультет энергетики Новосибирского государственного технического университета (НГТУ). В 2013 г. в НГТУ защитил кандидатскую диссертацию «Исследование и моделирование электромагнитных процессов при замыканиях на землю в кабельных сетях с неэффективным заземлением нейтрали». Начальник отдела международных отношений и инжиниринга ООО «Болд».



Колупаев

Михаил Васильевич

В 1976 г. окончил Воткинский машиностроительный техникум по специальности «Электроснабжение промышленных предприятий и электроустановок». Начальник Службы РЗиА ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ».

ПУ и предохранители в цепях ТН фактически предназначены для предотвращения повреждений от замыканий во вторичных цепях и предотвращения разрушения ТН при развившихся (предаварийных) витковых замыканиях в его первичной обмотке. Принятый в ПАО «Россети» стандарт организации СТО 34.01-3.2-007-2017 [2] содержит требования к встроенным ПУ и предохранителям для ТН с литой изоляцией, в числе этих требований – «выдерживать КЗ во вторичных цепях в течение 1 с».

Столкновение коммерческих интересов, вопросов охраны интеллектуальной собственности, проблемы обеспечения гарантийных обязательств по рекламациям с учетом претензионной практики затрудняют полноценный анализ статистики отказов ТН, выработку надежных решений по их защите и предупреждению повторных аварийных ситуаций. Поэтому актуальной и практически значимой является задача снижения ри-

сков отказа в эксплуатации заземляемых ТН с литой изоляцией.

Токовая перегрузка ТН

Существуют следующие варианты отказа ТН из-за токовых перегрузок:

- при возникновении феррорезонансного процесса (ФРП),
- при перевозбуждении,
- при подмагничивании сердечника постоянным током после погасания заземляющей дуги.

Основной причиной, приводящей к повреждению ТН, является протекание через его первичную обмотку токов, многократно превышающих номинальные значения. Различают резонанс ТН с небольшой емкостью ненагруженных шин на частоте 50 Гц и субгармониках, резонанс ТН с емкостью линий на пониженной частоте 25 Гц, резонанс ТН с емкостью линий при ОЗЗ через перемежающуюся дугу и некоторые дру-

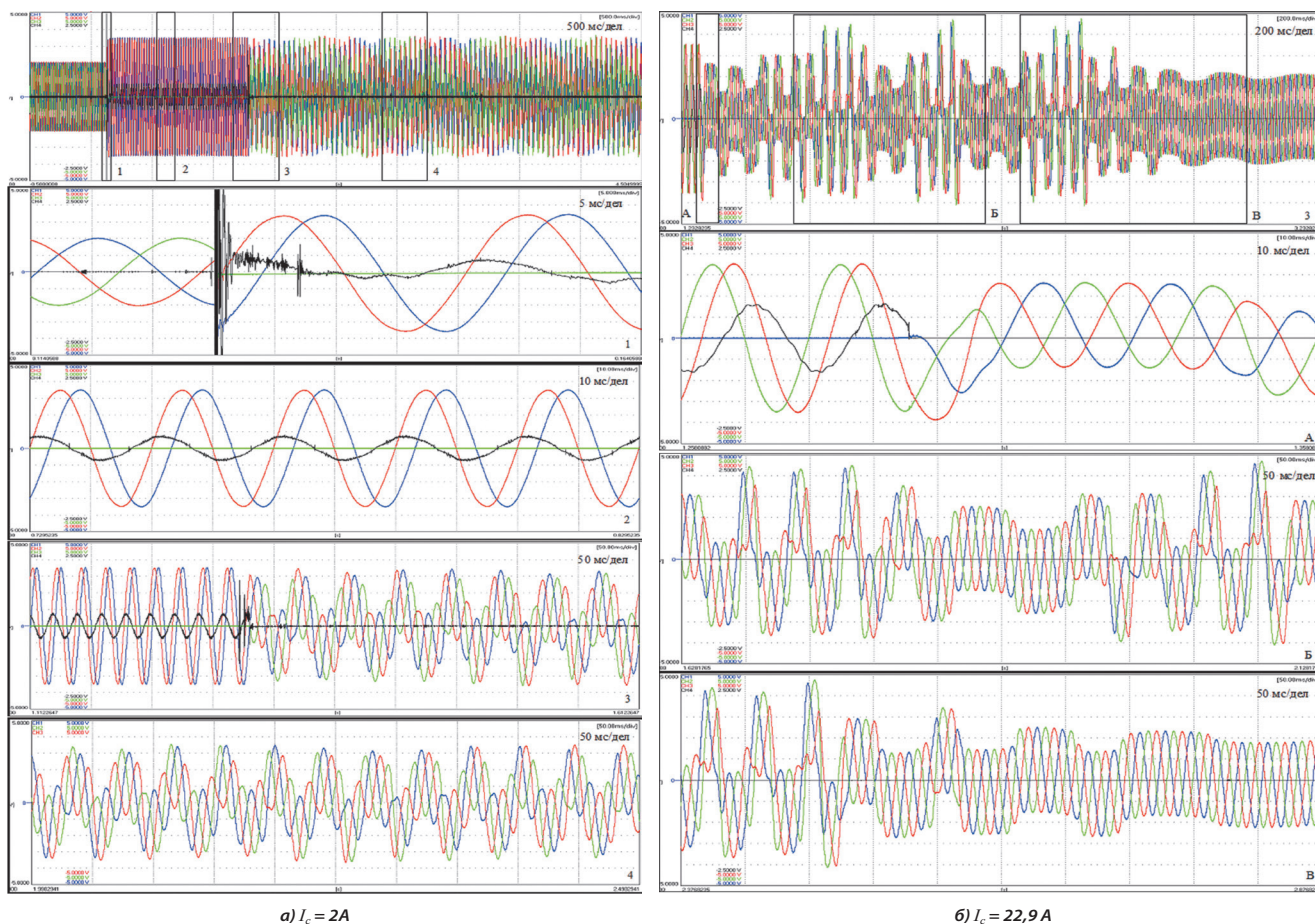


Рис. 1. Натурные осциллограммы переходных процессов в сети 10 кВ с устойчивым (а) и неустойчивым (б) феррорезонансом



Рис. 2. Характерные повреждения литых ТН в сети 35 кВ

гие [3]. Необходимым условием возникновения ФРП является наличие в сети несимметрии, приводящей к появлению напряжения смещения нейтрали, например, при ОЗЗ. В зависимости от начальных условий и соотношения параметров сети ФРП могут носить затухающий и незатухающий характер (рис. 1, синий – фаза А, зеленый – фаза В, красный – фаза С, черный – ток ОЗЗ, масштаб по оси «напряжение» – 4,23 кВ/дел, масштаб по оси «ток» – 20,58 А/ дел).

На рис. 2 приведены характерные последствия отказа ТН с литой изоляцией, не оснащенных средствами подавления ФРП.

Выход из строя ТН с литой изоляцией зачастую связан со взрывным давлением со стороны перегретой первичной обмотки, что можно пояснить следующим образом. Технология производства трансформаторов с литой изоляцией допускает возможность развития частичных разрядов (ЧР), в основном в областях прилегания литого корпуса к обмотке. Наличие технологических газовых микрополостей в компаунде корпуса трансформатора при длительном воздействии перенапряжений и линейного напряжения сети приводит к быстрому развитию в них ЧР, повышению давления и разлому корпуса ТН. Парадоксальной особенностью литых ТН является в ряде случаев временное сохранение работоспособности при таких повреждениях корпуса. Теплопроводность литой компаундированной изоляции, по сравнению с минеральным маслом, достаточно низка и не обеспечивает достаточный отвод тепла от перегруженной первичной обмотки. Таким образом, в отличие от масляных ТН, трансформаторы напряжения с литой изоляцией сильнее подвержены перегреву и повреждению.

Выявить развивающиеся дефекты в литой изоляции возможно с помощью контроля ЧР. Однако метод измерения ЧР в литых ТН практически недоступен для применения в эксплуатации. Производителем ЧР измеряются выборочно. Стандарты ГОСТ 1983-2015 [4] и ПНСТ 319-2018 [5] не требуют сплошной проверки ТН на ЧР в литой изоляции, в отличие от ГОСТ МЭК 61869-3-2012 [6, п. 7.1.2], где такое требование есть. При этом даны нормы, справедливые только для специальных условий испытаний на заводе-изготовителе: «Интенсивность ЧР, измеренная при напряжении $1,1U_{н.р.}/1,73$, должна не превышать 20 пКл для ТН с твердой

изоляцией...Интенсивность частичных разрядов, измеренная при напряжении $U_{н.р.}$, должна не превышать 50 пКл для ТН с твердой изоляцией». Очевидно, в условиях эксплуатации измерение ЧР в единицах пКл принципиально невозможно ввиду реальной электромагнитной обстановки, дающей шумовую составляющую на уровне сотен и даже тысяч пКл. Методика измерений ЧР в изоляции всех типов трансформаторов в условиях эксплуатации должна содержать специальные требования по синхронности измерений их во всех фазах с обязательным применением многоканальных осциллографов в процессе измерений.

Перевозбуждение магнитопровода

Основным фактором, определяющим величину тока в первичной обмотке ТН, является значение фазного напряжения. В процессе зажигания-гашения дуги при ОЗЗ возникают дуговые перенапряжения, которые и определяют величину тока в обмотке. Чем выше будет кратность перенапряжений, тем большие токи будут протекать по обмотке высокого напряжения трансформатора. Однако эти процессы ничего общего с феррорезонансными явлениями не имеют. Для ТН традиционной конструкции (НТМИ, ЗНОМ, ЗНОЛ) характерна относительно быстрая насыщаемость магнитной системы. Рабочую индукцию современных ТН стараются выполнять в пределах 0,9...0,95 Тл при номинальном напряжении $U_{ном}$ (это номинальное напряжение на фазе ТН соответствует фазному напряжению сети U_{ϕ} – прим.авт.), с индукцией насыщения до 1,8 Тл при перенапряжении $1,9U_{ном}$.

При устойчивом замыкании напряжение неповрежденных фаз повышается в $\sqrt{3}$ раз, и индукция в сердечниках этих фаз возрастает до величины

1,65–1,70 Тл. Дальнейшее увеличение напряжения ведет к глубокому насыщению стали и значительному росту тока в обмотке ВН. В результате стальной сердечник перевозбуждается, и обмотка ВН перегорает. Перенапряжения при дуговых ОЗЗ характеризуются кратностью $(2,6–3,2)U_{ф\max}$, что при многократных пробоях на землю может привести к насыщению сердечника и росту тока в обмотке ВН. Для борьбы с перевозбуждением ТН, не являющихся антирезонансными, необходимо предусмотреть меры, способствующие ограничению перенапряжений при дуговых ОЗЗ. Наиболее эффективным способом ограничения перенапряжений при ОЗЗ является резистивное заземление нейтрали сети, в этом случае контур нулевой последовательности ТН шунтируется относительно малым сопротивлением в нейтрали сети, поэтому процесс разряда емкости сети через первичные обмотки трансформатора становится невозможен.

Подмагничивание сердечника постоянным током

Естественным решением проблемы высокой аварийности ТН традиционных конструкций стала разработка антирезонансных трансформаторов. Отличительной особенностью ряда конструкций, например, НАЛИ-СЭЩ, НАЛИ-НТЗ, НАМИТ, НАМИ, ЗНОЛ.04П, является включение в нейтральную точку трехфазной группы (или трехфазного ТН) ненасыщающегося трансформатора нулевой последовательности (ТНП) с высоким индуктивным сопротивлением. Применение ненасыщающегося ТНП делает такие ТН более устойчивыми к перевозбуждению, т.к. даже при перенапряжениях $3U_{ф\max}$ и выше заметного насыщения магнитной системы не происходит. Повреждаемость антирезонансных ТН в эксплуатации значительно ниже, чем трансформаторов традиционной конструкции. Однако повреждение подобных антирезонансных ТН возможно при несимметричной дуге, когда напряжения зажигания на положительной и отрицательной полуwave различны. В этом случае в напряжении появляется значительная постоянная составляющая и происходит подмагничивание магнитопровода постоянным током. Наибольшую опасность представляет однополярная дуга, при которой значение постоянной составляющей в спектре фазных напряжений максимально [7]. Разумеется, постоянная составляющая в напряжении $3U_0$ возникает после каждого погасания заземляющей дуги, независимо от ее полярности, но при однополярной дуге ее значение выше и поэтому такая дуга более опасна.

Величина постоянного тока ограничивается только активным сопротивлением первичной обмотки самого трансформатора и ТНП. При длительном ОЗЗ значение постоянной составляющей может увеличиваться в каждом последующем зажигании дуги. Антирезонансные ТН электромагнитного типа, особенно с масляной изоляцией, достаточно устойчивы к симметричным ду-

гам (процесс разряда емкости через ТН апериодический, постоянная времени мала), однако выдержать относительно длительное воздействие несимметричной дуги ввиду протекания суммарного постоянного тока в нейтрали ТН, т.е. через ТНП, гораздо сложнее. Это может вызвать его повреждение. Вариантом решения этой проблемы является увеличение сопротивления ТНП, поскольку для первичных обмоток ТН вследствие очень малого сечения проводника это затруднительно.

Меры подавления феррорезонанса

Для защиты электромагнитных ТН от сверхтоков и ликвидации ФРП применяются следующие технические решения: заземление нейтрали первичных обмоток ТН через резисторы, включение резисторов в «разомкнутый треугольник» ТН, применение антирезонансных электромагнитных ТН, применение емкостных ТН, включение специальных устройств «гашения феррорезонанса» [3, 8]. Предотвратить феррорезонанс можно посредством увеличения потерь во вторичных обмотках ТН, но это провоцирует отклонение от класса точности из-за резкого возрастания токов и потерь напряжения в обмотках.

Известное решение, предусматривающее включение низковольтного резистора 25 Ом в схему «разомкнутого треугольника» ТН, приводит к росту сопротивления ветви намагничивания при насыщении, поэтому она эффективна лишь в случае очень малых емкостей сети на землю (сотые доли мкФ). Длительное подключение вторичных резисторов сопротивлением менее 25 Ом на практике не применяется. А кратковременное включение маломощного резистора на выводы обмоток ТН для контроля изоляции срабатывает только после замыкания фазы на землю и не предотвращает возникновения феррорезонанса. Учитывая, что диапазон изменения вебер-амперной характеристики метрологически исправного ТН может достигать 20% относительно «базовой» кривой намагничивания, можно заключить, что использование вторичных резисторов имеет ограниченную область применения. Из опыта эксплуатации сетей электроснабжения крупных промышленных предприятий известно, что антирезонансный ТН хотя и не участвует в процессе развития ФРП, но не обязательно предотвращает развитие группового феррорезонанса (если в сети питающих и цеховых подстанций (ПС) при этом есть достаточное количество других ТН, не являющиеся антирезонансными) [9].

Конструктивные способы подавления феррорезонанса (частичное использование в магнитопроводе конструкционной стали с повышенными потерями на гистерезис, трехстержневая конструкция магнитопровода с дополнительной замкнутой накоротко компенсационной обмоткой, включение между нейтральной точкой соединения обмоток и землей дополнительного ТНП с реактивным сопротивлением порядка

300 – 600 кОм и др.) в разной степени снижают риск отказа ТН в эксплуатации. В силу приведенных аргументов становится очевидно, что решить проблему только лишь с помощью внедрения антирезонансных ТН затруднительно, поскольку это решение не является универсальным. Например, масляная изоляция объективно ограничивает область применения ряда трансформаторов, преимущественно на открытых распределительных устройствах. На первый взгляд, удачным вариантом является применение в этом случае трансформаторов семейства НАЛИ, однако, как показано выше, есть вопросы по тепловой стойкости таких ТН. Использование в некоторых конструкциях дополнительной релейной схемы для коммутации обмотки ТНП вызывает задержку по времени на подключение для срыва ФРП. Ряд антирезонансных ТН подвержен эффекту «ложной земли» в сети с малой емкостью (включение на холостые шины, отключение фидеров со значительным емкостным током и т.д.) [10] – хотя этот эффект не вызывает повреждений самого трансформатора, негативным последствием может быть срабатывание релейных защит с отключением потребителя. При замене традиционного ТН на антирезонансный последний важно подобрать с учетом ограничений по месту (допустимым расстояниям, присоединительным размерам) в уже существующей ячейке ЗРУ.

В ПНСТ 319-2018 [5], раздел «Испытание на устойчивость трансформаторов к длительному однофазному замыканию питающей сети на землю» указано: «При квалификационных испытаниях ТН должны выдержи-

живать напряжения $1,73U_{н.р.}$ в течение 8 ч в сети с изолированной нейтралью без отключения ОЗЗ и $1,73U_{н.р.}$ в течение 30 с в сети с изолированной нейтралью с отключением ОЗЗ». В действующем ГОСТ 1983-2015 [4, п. 6.6, табл. 16] требования к проверке серийно выпускаемых ТН на ненасыщение и сохранение работоспособности при длительных замыканиях на землю, с соответствующими перенапряжениями сформулированы иным образом: «Трехфазные трансформаторы, а также трехфазные группы однофазных трансформаторов... в сети с изолированной нейтралью должны выдерживать не менее 8 ч однофазные замыкания на землю при наибольшем рабочем напряжении $<1,2U_{\phi}$ по ГОСТ 721>», для однофазных трансформаторов «номинальный коэффициент напряжения $1,9 <т.е. 1,9U_{\phi}>$ с продолжительностью 8 ч - между фазой и землей в системе с изолированной нейтралью без автоматического отключения при замыкании на землю».

Заземление нейтрали

Наиболее эффективным способом подавления ФРП является переход от изолированной нейтрали к заземлению через активное, индуктивное сопротивление или их комбинации [3, 9]. Так, с 2007 г. типовым решением для газотурбинных электростанций (ГТЭС), обеспечивающих электроэнергией объекты инфраструктуры, жилые поселки и технологические устройства нефтегазовых месторождений в Западной Сибири, является резистивное заземление нейтрали на высокой стороне трансформаторов 10/35 кВ в блоках ГТЭС (рис. 3).

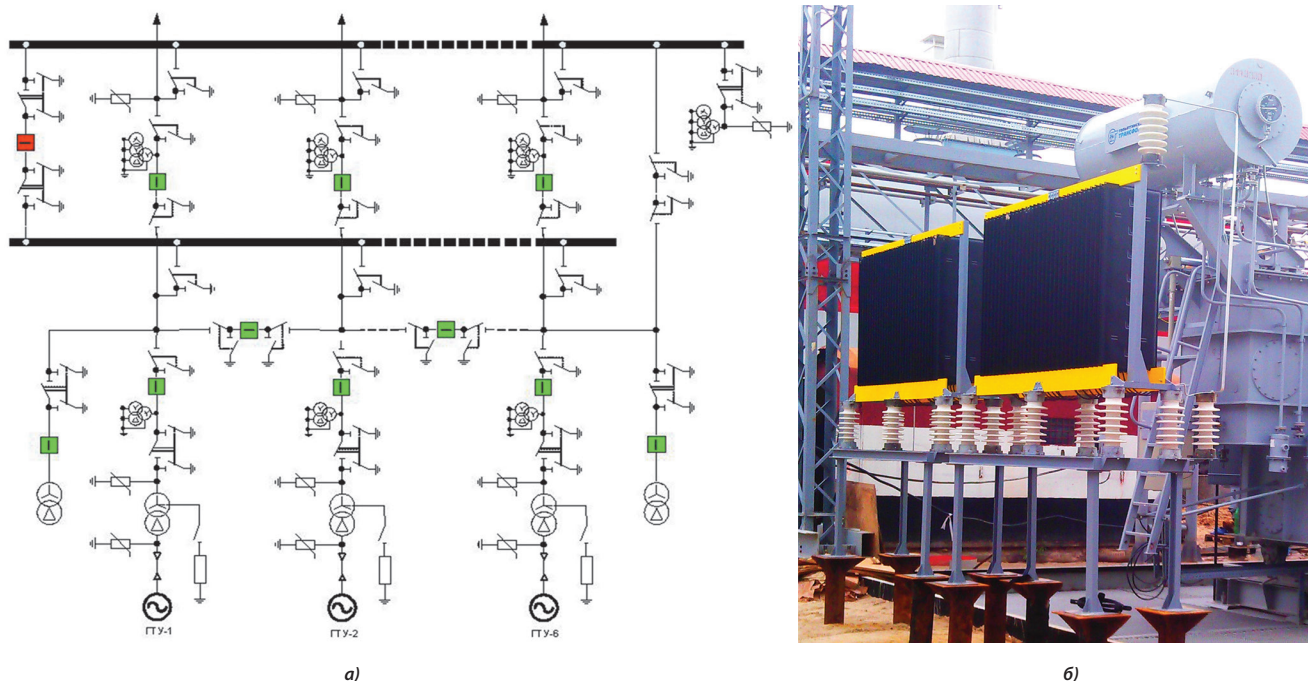


Рис. 3. Реализация резистивного заземления нейтрали 35 кВ в типовых схемах выдачи мощности ГТЭС (а) и его практическое исполнение (б)

Это техническое решение позволило исключить развитие феррорезонанса, независимо от емкости сети и количества включенных трансформаторов и предупредить выход из строя ТН, задействованных в системе измерения, телемеханики и телеуправления. В стандарте СТО 56947007-29.240.10.191-2014 [11, п.4.4] сформулированы два способа исключения феррорезонанса – это применение антирезонансных ТН в сетях с изолированной нейтралью либо изменение режима нейтрали на заземленную через ДГР или резистор.

На рис. 4 приведены экспериментальные осциллограммы процессов при ОЗЗ в сети 35 кВ крупного нефтехимического завода. На осциллограммах: кривые синего цвета – напряжение фазы А, зеленого цвета – напряжение фазы В, красного – напряжение фазы С, черного – ток ОЗЗ. При проведении опыта в режиме изолированной нейтрали после ликвидации ОЗЗ возник опасный устойчивый ФРП с характерными перенапряжениями, существовавший в сети более 3 мин (рис. 4 а), а после отключения ОЗЗ при резистивном заземлении нейтрали ФРП полностью отсутствуют (рис. 4 б).

Оценка опасности ФРП в конкретной сети должна выполняться при проектировании, что на практике реализуется крайне редко. Если нейтраль заземлена через дугогасящий реактор и/или резистор, т.е. условий для

развития феррорезонанса нет, проблем с отказом ТН в эксплуатации, как правило, не возникает. Если же нейтраль сети изолирована, возможен каскадный выход из строя электромагнитных ТН, не являющихся антирезонансными. В первую очередь это справедливо для воздушных или смешанных сетей 35 кВ, для которых характерна несимметрия фазных напряжений (не обязательно сверхнормативная). В связи с этим, для корректного моделирования и специализированного расчета опасности ФРП в электрической сети, актуальным является обеспечение проектных организаций сведениями о характеристиках намагничивания (по меньшей мере в значениях первичного тока от напряжения на высоковольтной обмотке) серийно выпускаемых ТН.

Авторами были выполнены натурные измерения для нескольких типов ТН-35 кВ, которые показали существенное отличие кривых намагничивания отечественного и импортного производства (рис. 5): первые рассчитаны на длительную работу в сети с изолированной нейтралью и удержанием ОЗЗ, поскольку действующее напряжение насыщения составляет $U_{\text{нас}} = 40...42 \text{ кВ} > 1,9U_{\text{ном}} = 38,4 \text{ кВ}$, вторые – только на кратковременное воздействие перенапряжений в сети с низкоомным заземлением нейтрали, т.к. напряжение $U_{\text{нас}} = 31...33 \text{ кВ} = 1,5...1,6U_{\text{ном}}$.

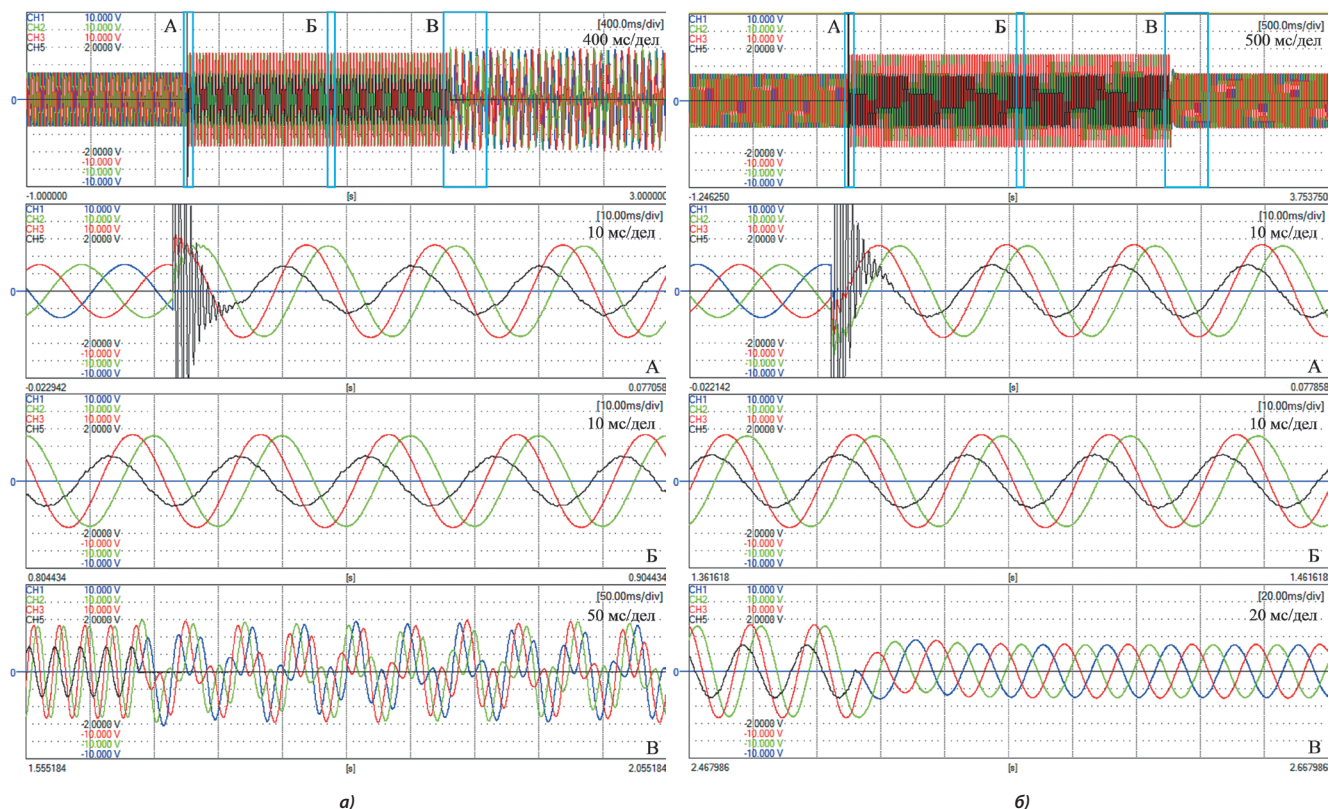


Рис. 4. Натурные осциллограммы фазных напряжений и тока замыкания на землю при ОЗЗ в сети 35 кВ с изолированной нейтралью и развитием ФРП (а) и резистивным заземлением, обеспечивающим ликвидацию ФРП (б)

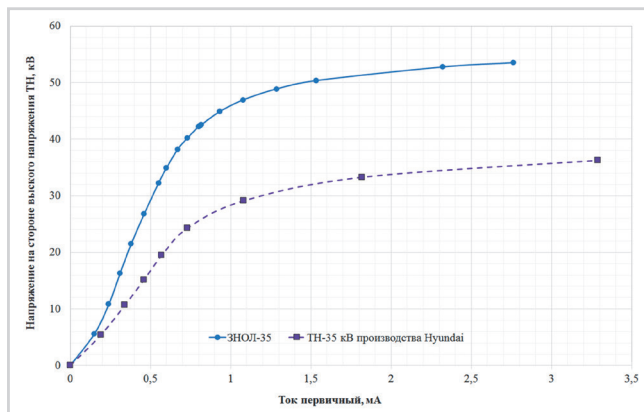


Рис. 5. Натурные вольт-амперные характеристики разных ТН

Предохранительные устройства

Производителями измерительных трансформаторов освоен серийный выпуск ТН среднего напряжения с защитными ПУ и стандартными предохранителями, устанавливаемыми на высоковольтный ввод ТН, которые пришли на смену предохранителям ПKN 001 и ПКТ с током от 2 А. Последние для защиты ТН непригодны ввиду завышенного номинального тока.

Современные предохранители и защитные ПУ, которыми комплектуются на заводах ТН, размещаются в непосредственной близости либо в корпусе ТН и не требуют дополнительного места для размещения, что существенно экономит место и уменьшает габаритные размеры измерительного трансформатора. При этом наблюдается негативная ситуация с систематическим срабатыванием и даже выходом из строя предохранителей на заземляемых ТН. Определение причин излишнего срабатывания ПУ (или несрабатывания предохранителя ТН с повреждением трансформатора) – многофакторная задача, тесно связанная с применяемыми при производстве материалами, технологической чистотой, объемом и нормами испытаний современных ТН с литой изоляцией [12].

Основное назначение предохранителя ТН – защита от короткого замыкания (КЗ) во вторичных цепях, подключенных к трансформатору, в течение времени как минимум 1 с [2]. Теоретически предохранитель должен обеспечить и защиту от сверхтоков в первичных цепях из-за витковых замыканий, но фактически из-за малых токов в первичной обмотке ТН (предельно допустимый длительный первичный ток для ТН класса 35 кВ находится в диапазоне 20 – 40 мА) это крайне затруднительно. Ввиду этого ПУ от витковых замыканий по сути не защищает, его срабатывание лишь уменьшает степень разрушения ТН и расположенного рядом оборудования (рис. 6).

Например, в действующей схеме питания технологических установок крупного нефтедобывающего предприятия неоднократно наблюдалась следующая ситуация. Для защиты ТН, установленных на секциях шин и

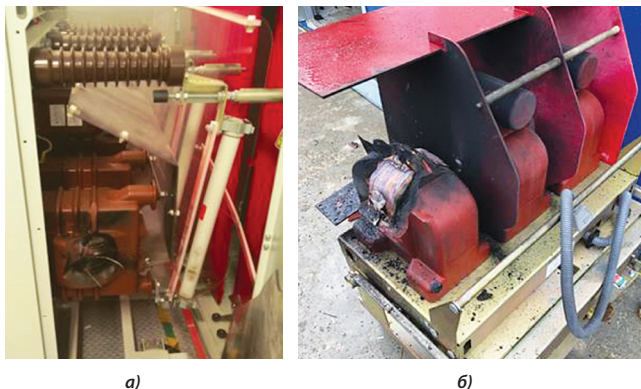


Рис. 6. Примеры групп ТН в ячейках 35 кВ с отдельно размещенными предохранителями (а) и с предохранителями в несъемном литом кожухе (б)

вводах, смонтированы резисторные ПУ, которые, по информации от эксплуатирующих служб, при любом внешнем замыкании (как однофазном, так и межфазном) срабатывают с перегоранием встроенных резисторов. Это приводит к отключению ТН от первичной сети с потерей цепей напряжения устройств защиты и автоматики, вызывает ложное срабатывание устройства быстрого действия автоматического ввода резерва с кратковременной посадкой напряжения на фидерах и нарушение технологического процесса. Исходя из этого, перед изготовителем ТН ставится вопрос о правильности выбора параметров защитных ПУ.

В связи с отсутствием методики выбора параметров предохранителей литых ТН открытым является вопрос, будут ли корректно срабатывать ПУ при увеличении токов х.х., значения которых можно сравнить с паспортными, и по динамике изменения косвенно судить о состоянии первичных обмоток трансформатора. Ситуация весьма сложная и связана со значениями токов х.х. С одной стороны, кажется, что это неплохой количественный показатель для контроля ТН, с другой – большой разброс значений тока х.х., даже для однотипных ТН одного и того же производителя и фазных ТН в группе – вызывает сомнение в адекватности применения тока х.х. в качестве какого-либо критерия. В частности, допуск изготовителя $\pm 10\%$ позволяет дать весьма широкий диапазон допустимых значений – ведь это 0,1 А от 1,0 А вторичного тока х.х. и всего 0,01 А от 0,1 А вторичного тока х.х. – разница на порядок. Кроме того, токи х.х. могут существенно отличаться по разным фазам. Для примера в табл. 1 приведены реальные токи х.х. по паспортам четырех разных производителей ТН-35 кВ,

Таблица 1. Значения тока х.х. из паспортов различных ТН-35 кВ

	Изготов.-1	Изготов.-2	Изготов.-3	Изготов.-4
Ток холостого хода	0,30 – 0,43 А 0,15–0,20 А	0,94 – 1,14 А	0,1 А при $1,2U_{ном}$	0,17 – 0,35 А при $U_{ном} = 100/\sqrt{3}$ В; 0,35–0,82 А при $1,9U_{ном} = 110$ В _{втор}

которые показали заметный разброс в их значениях, включая трансформаторы одного и того же завода-изготовителя. Ввиду соблюдения норм технической этики названия заводов-изготовителей не показаны.

Фактически изготовитель дает значения токов х.х. в паспорте изделия только для грубого контроля на наличие/отсутствие витковых замыканий в ТН при его вводе в эксплуатацию. Между тем в ПНСТ 319-2018 [5] указано, что *«Ток холостого хода должен быть установлен изготовителем и указан в эксплуатационной документации на трансформаторы конкретных типов»*. Однако «эталонные» для конкретных типов ТН значения тока х.х. если и известны производителю, то не указываются для использования в эксплуатации. Допустимое увеличение тока х.х. на 10%, согласно Руководствам по эксплуатации ТН, противоречиво, т.к. по факту значения токов могут различаться на порядок, и допустимое отклонение тока х.х. в абсолютных значениях заметно больше для ТН с исходно высокими значениями этого тока, зафиксированными в паспорте устройства.

В связи с этим остро стоит вопрос правильного выбора параметров ПУ при показанном разбросе значений токов х.х. и отсутствии данных от заводов по их предельно допустимым (нормированным) значениям. Формально выбор и проверка силовых предохранителей производятся согласно ГОСТ 2213-79 [13] и должны быть методически обоснованы и выполнены при проектировании. Однако фактически производитель ТН вынужден принимать на себя ответственность за подбор и надежную эксплуатацию предохранителя, поставляемого в комплекте с трансформатором. Такую ситуацию нельзя назвать правильной.

Предохранители должны выдерживать многократное воздействие перегрузок (сочетания тока и времени его протекания), не превышающих предельно допустимые, определяемые время-токовой характеристикой предельно допустимых перегрузок, задаваемой изготовителем для каждого значения $I_{ном,э}$ (наибольший допустимый по условиям нагрева частей заменяемого элемента ток нагрузки в продолжительном режиме при установке элемента в контактах или в держателе предназначенного для него основания) для диапазона, эквивалентного времени от 0,01 до 90 с согласно ГОСТ 2213-79 [13, п.3.5.2].

Номинальный ток ПУ, предназначенного для защиты ТН на класс напряжения 6...35 кВ, находится, как правило, в диапазоне 0,25...0,7 А. Номинальное значение тока в первичной цепи заземляемого ТН, в зависимости от класса напряжения и номинальной мощности вторичных обмоток, находится в диапазоне от 0,003 до 0,03 А. В случае работы ТН 6 кВ на предельной мощности 630 ВА (вне класса точности) ток может достигать 0,1...0,2 А, что в любом случае ниже номинального тока ПУ. В эксплуатационной практике имеются случаи срабатывания ПУ с токами 0,3 – 0,7 А по невыясненным причинам, вслед-

ствие чего производители ТН пока просто заменяют их на другие предохранители, с токами до 1 А.

Анализ ряда событий с отключением антирезонансных ТН за счет срабатывания плавких вставок позволяет сформулировать следующие предполагаемые причины:

- не достигающая минимальной нормативной вторичная нагрузка ТН, которая должна соответствовать условиям поверки – не менее 25% по ГОСТ 8.216 – 2011 [14];
- частичное повреждение витков первичной обмотки из-за бросков тока, что не характерно, но не исключено для антирезонансных ТН;
- недостаточная мощность резистивного элемента в составе плавкой вставки предохранителя; не соответствующая условиям эксплуатации время-токовая характеристика предохранителя;
- возможность одновременного касания шин, находящихся под напряжением, контактами разных фаз при вкатывании тележки с ТН в ячейку (при постановке трансформатора под напряжение на холостые шины).

Варианты реализации ПУ приведены ниже. В первой конструкции (рис. 7) плавкая вставка представляет собой металлодиэлектрический резистор мощностью рассеяния в доли Ватт. При неполном перегорании такого резистора пружина (рис. 8) не срабатывает и происходит разрыв верхней части литого корпуса ТН с встроеным ПУ.

Во втором случае (рис. 9) ПУ выполнено в виде высоковольтного предохранителя, который не разрушается при срабатывании за счет наполнения его силикатным песком.

В эксплуатации были зарегистрированы случаи отказа ТН, предвещающие заметным снижением фазного напряжения (рис. 10). Падение первичного напряжения на одной фазе ТН относительно «нормального» на той же и других фазах указывает на наличие быстро развивающихся витковых замыканий в первичной обмотке. Диспетчер может отследить падение напряжения на ТН, который уже перегорает и заранее отключить его: в противном случае отказ ТН произойдет примерно в течение 30 мин.

Производителю, который комплектует трансформатор защитным устройством, сложно подобрать такой предохранитель, который был бы способен и отключить его при КЗ на вторичной стороне, и предотвратить повреждение первичной обмотки ТН из-за повышения токов в ней (витковые замыкания, феррорезонансные броски). Целесообразна разработка единой методики, содержащей требования к ПУ и их параметрам применительно к первичным цепям ТН.

Таким образом, чтобы повысить надежность защиты ТН с помощью ПУ, следует закладывать в конструкцию ТН только серийно выпускаемые высоковольтные предохранители, проверять их параметры (соответствие тока и времени срабатывания перегрузочным токам) или требовать этого от производителя. Важным

условием стабильной безаварийной работы ТН является своевременное решение задачи по расчету и выбору параметров предохранителей для ТН в зависимости от ряда факторов – вида и конфигурации сети, емкости сети на землю в различных режимах, демпфирующих факторов (в том числе режима нейтрали), конструкции и типа применяемых ТН.

После отказа отдельных ТН, особенно при подозрении на «групповой» феррорезонанс, вопрос по предупреждению отказа ТН в дальнейшей эксплуатации целесообразно решать в двух направлениях: первое – проектирование и реализация мероприятий по заземлению нейтрالي сети, второе – проверка (ревизия) установленных ТН на соответствие паспортным характеристикам.

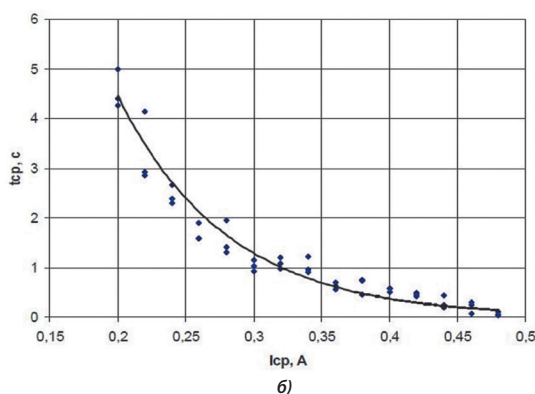
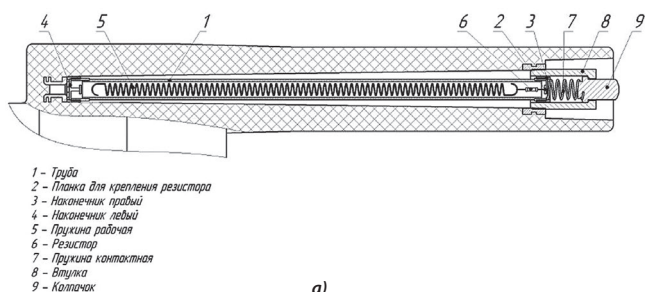


Рис. 7. Предохранительное устройство на основе металлодиэлектрического резистора (а) и его время-токовая характеристика (б)



Рис. 8. Состояние контактных пружин в разобранных ПУ для ТН, находившихся в эксплуатации более 3 лет



Рис. 9. ПУ высоковольтное



Рис. 10. Характерная диаграмма снижения напряжения по одной фазе из-за предаварийного состояния ТН

при необходимости – с включением их в программу поэтапной замены. Важно оценить техническое состояние и выявить трансформаторы, которые могут иметь критические внутренние повреждения. Это поможет избежать аварийных ситуаций, связанных с внезапным отказом ТН, по крайней мере в ближайшей перспективе.

Предложения по предупреждению отказов ТН с литой изоляцией

На этапе проектирования необходимо выполнять специальные расчеты электромагнитных процессов с оценкой опасности развития ФРП, определять оптимальный вариант типа (конструктивного исполнения) ТН для конкретной сети, предусматривать в проектах заземление нейтрали сети через активное и/или индуктивное сопротивление с сохранением коэффициента замыкания на землю 1,73 по ПУЭ. Это позволит реализовать более полную защиту и в ряде случаев применять ТН без специальных конструктивных мер защиты от феррорезонанса, усложняющих и удорожающих его конструкцию.

Специалисты-энергетики промышленных предприятий, участвующие в подготовке заданий на проектирование для нового строительства, реконструкции и технического перевооружения распределительных сетей и ПС, могут заранее предусматривать в них требования по расчетному моделированию ОЗЗ в сети 6-35 кВ, проверке условий возникновения нелинейных процессов, бросков тока и разработке решений по минимизации риска отказа ТН [15].

На этапе производства и испытаний целесообразно оценить необходимость сплошного контроля ТН на ЧР, рассмотреть возможность увеличения сечения провода первичной обмотки ТН и повышения материалоемкости магнитопровода, подбора близких по характеристике намагничивания однофазных ТН, собираемых в группу, нормировать в технических условиях (ТУ) и контролировать при производстве ток х.х. каждого выпускаемого ТН, добиваясь малых его значений (в частности, при номинальном коэффициенте напряжения 1,9 в течение 8 ч) – особенно для ТН, не являющихся антирезонансными по ПНСТ 319-2018, часть 3 [5]. Ясно, что для завода-изготовителя это весьма невыгодно с позиции конечной стоимости. С другой стороны, для потребителя важно добиться поставки в его сети измерительных трансформаторов с характеристиками, которые обеспечат нормативный срок службы – 30 лет [2].

В эксплуатации также возможно предусмотреть ряд мероприятий, закрепленных в стандартах и внутренних регламентах предприятия:

- применять ТН с серийно выпускаемыми высоковольтными ПУ, параметры которых методически обоснованы для использования в конкретной сети;
- ввести нормы на периодичность и объем измерений токов х.х. (п. 9.5 ГОСТ 1983-2015) и сопоставление

с паспортными значениями. Это позволит оценить общее состояние первичных обмоток и магнитопровода ТН, проверить корректность выбранных параметров защитных предохранительных устройств. При определенном количестве таких исследований появляется возможность использовать допустимые, в обязательном порядке полученные от завода-изготовителя значения тока х.х., при плановых и выполняемых после ремонта испытаниях ТН для его контроля в динамике;

- ввести в эксплуатации «сигналы тревоги» при снижении напряжения на одной или нескольких фазах ТН до уровня $0,7U_{ном}$. Для этого диспетчерам и дежурным на объекте контролировать изменение показаний вольтметров, отслеживая относительно быстрое (минуты, часы) снижение напряжения, что является показателем развития виткового повреждения в обмотке ВН, и в случае принятия оперативных мер позволит избежать большого объема повреждений;

- соблюдать порядок включения ТН под напряжение – сначала хотя бы частично нагрузить секцию и только после этого подавать напряжение на ТН. Это позволит избежать излишнего намагничивания трансформатора, бросков тока в первичной обмотке из-за коммутационных перенапряжений.

Более или менее объективное определение технического состояния ТН возможно на основе инструментального обследования, выполняемого как на месте установки трансформатора, так и в лаборатории и включающего:

- измерение сопротивления изоляции первичной и вторичной (вторичных) обмоток, сопротивления обмоток постоянному току, коэффициента трансформации, тепловизионный контроль, испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц по действующим нормам РД 34.45-51.300-97 и СТО 34.01-23.1-001-2017;

- снятие не предоставляемых заводами-изготовителями вольт-амперных характеристик по первичной стороне, что позволит проверить возможность насыщения при повышении рабочего напряжения и косвенно оценить устойчивость ТН к феррорезонансу;

- измерение характеристик ЧР (п. 9.4.1 ГОСТ 1983-2015 либо ПНСТ 282-2018 [17] п. 9.2.6) для ТН, поставленных на усиленный контроль, которые могут быть выведены из эксплуатации на время испытаний;

- другие измерения согласно руководству по эксплуатации на конкретный ТН, при необходимости – с привлечением норм ТУ завода-изготовителя (например, испытание электрической прочности изоляции первичной и вторичных обмоток повышенным напряжением непрямоугольной частоты).

Перечень приведенных мероприятий, разумеется, не претендует на исключительную полноту, но указывает перспективные, по мнению авторов, направления в области конструирования, выбора, производства и

эксплуатации ТН для сетей напряжением 6-35 кВ. Часть представленных предложений уже реализуется в рамках предварительных национальных стандартов, внесенных Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика», а также ТУ, стандартов качества и внутренних регламентов заводов-изготовителей, проектных и эксплуатирующих организаций. Комплексное решение задачи предупреждения отказов ТН возможно лишь при активном участии всех заинтересованных сторон.

Выводы

1. Основной причиной повреждения первичной обмотки ТН, ввиду очень малых сечений проводника, являются броски тока при перенапряжениях на стороне высокого напряжения трансформатора и протекание сверхтоков в квазистационарных процессах (частный случай - феррорезонанс). Литая изоляция ТН не во всех режимах эксплуатации и не для всех разработанных конструкций ТН способна обеспечить достаточный теплоотвод. Это приводит к разломам или растрескиванию корпуса, отказу трансформатора. Следует выполнять тщательный осмотр поврежденных ТН, а также фиксировать в каждом случае вид и характер повреждения, в том числе с помощью поэлементного вскрытия (разрезания). По мере накопления сведений это поможет определять и классифицировать отказы ТН в эксплуатации.

2. Существуют различные способы защиты ТН от витковых замыканий и повреждений первичной обмотки сверхтоками, в том числе при ФРП. Наиболее удачной является конструкция выпускаемых много лет антирезонансных трансформаторов с трехстержневым магнитопроводом и встроенным ТНП. Однако чаще встречаются варианты конструктивной «доработки» ТН с помощью специальных резисторов, включаемых в схему первичных обмоток, устройств «гашения» феррорезонанса, применения ПУ. Такие способы имеют ограниченную область применения и не являются безусловно эффективными для надежной защиты трансформатора в вероятных режимах эксплуатации.

3. Четкие требования к назначению и конструкции ПУ, устанавливаемых производителями на стороне высокого напряжения ТН до 35 кВ, в настоящее время отсутствуют. Использование нестандартных, несерийных предохранителей затрудняет их эксплуатацию и усложняет претензионную работу по разбору аварийных ситуаций с отказом ТН.

4. Заземление нейтрали электрической сети через дугогасящие реакторы и резисторы служит оптимальным способом предупреждения феррорезонанса и перевозбуждения магнитопровода ТН. Применение низкоомных резисторов с отключением однофазных повреждений позволяет применять более простые по конструкции ТН без специальных мер защиты, поскольку

ку к ним не предъявляется требование выдерживать ОЗЗ в течение 8 ч, достаточно 30 с.

5. На основе опыта эксплуатации, анализа конструктивных особенностей и реальных случаев выхода из строя ТН в различных сетях, обзора нормативной документации и существующей практики проектирования сформулированы предложения по предупреждению отказов ТН с литой изоляцией на всех этапах их жизненного цикла.

Литература:

1. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 /Под научной редакцией Н.Н.Тиходеева. – 2-ое издание. – С-Пб.: ПЭИПК, Минтопэнерго, РФ, 1999. – 353 с.
2. Стандарт организации ПАО «Россети» СТО 34.01-3.2-007-2017 Трансформаторы напряжения 6-35 кВ. Общие технические требования. Дата введения 28.02.2017. Электронный ресурс https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_standart/doc/34.01-3.2-007-2017.pdf
3. Кадомская К.П. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Основные характеристики и электромагнитные процессы / К. П. Кадомская, Ю. А. Лавров, О. И. Лаптев; Новосибирский государственный технический университет. – Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2008. – 343 с.
4. ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
5. ПНСТ 319-2018 Трансформаторы измерительные. Часть 3 Технические условия на индуктивные трансформаторы напряжения (срок действия 01.01.2022 завершен, но в качестве ГОСТ документ пока не введен).
6. ГОСТ МЭК 61869-3-2012 Трансформаторы измерительные. Часть 3. Дополнительные требования к индуктивным трансформаторам напряжения.
7. Саенко Ю.Л., Попов А.С. Влияние характера горения дуги на повреждаемость трансформаторов напряжения контроля изоляции. // Вестник Приазовского государственного технического университета. – Вып. 21, 2010. – С. 101-106.
8. Варианты схем, разработанных конструкторами ОАО «СЗТТ» для защиты трансформаторов напряжения от феррорезонанса. Электронный ресурс http://www.czt.ru/userFiles/Catalog_2021/Shemi.pdf
9. Ширковец А.И., Лаптева А.А. Аналитическая оценка опасности и защита от феррорезонансных процессов в распределительной сети 6 – 10 кВ промышленного предприятия. // Энергетик. – 2019. – №10. – С. 39 – 45.
10. Лаптев О.И., Лавров Ю.А. Современные антирезонансные трансформаторы напряжения // Новости электротехники. – 2009. – №5(59). – С. 32 – 35.
11. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.191-2014. Методические указания по защите от резонансных повышений напряжения в электроустановках 6-750 кВ. Электронный ресурс http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.240.10.191-2014.pdf
12. Альбеков В.Х. Причины выхода из строя предохранителей на трансформаторах напряжения. Электронный ресурс: <https://intzv.ru/?p=2261>
13. ГОСТ 2213-79 Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия.
14. ГОСТ 8.216 – 2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.
15. Ширковец А.И. Классификация замыканий на землю и оценка устойчивости сети к феррорезонансу на основе результатов регистрации аварийных событий // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – №3 (12). – С. 26-30.
16. Стандарт организации ПАО «Россети» СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. Дата введения 29.05.2017. Электронный ресурс https://rosseti.ru/investment/standart/corp_standart/doc/34.01-23.1-001-2017.pdf
17. ПНСТ 282-2018 Трансформаторы измерительные. Часть 1 Общие технические условия (срок действия 01.01.2022 завершен, но в качестве ГОСТ документ пока не введен).