



АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ТРЕБОВАНИЙ К УСТРОЙСТВУ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НА НАПРЯЖЕНИЕ ДО 750 кВ

С 20 декабря 2022 года вступил в действие ТКП 339-2022 (33240) «Электроустановки на напряжение до 750 кВ...». Документ введен взамен ТКП 339-2011 (02230), многие требования которого устарели и были пересмотрены с учетом современных условий эксплуатации электроустановок, сложившейся практики их сооружения и реконструкции и новых требований ТНПА. В первой части статьи анализируются основные изменения ТКП в отношении терминов и определений, требований к учету электроэнергии, заземлению и защитным мерам электробезопасности, а также норм приемо-сдаточных испытаний.

Часть 1

Термины и определения

ТКП 339-2022 (33240) «Электроустановки на напряжение до 750 кВ...» дополнен новыми терминами: водоснабжение горячее, кабельный канал полупроходной, кабельный канал проходной, кабель нагревательный, местность населенная, местность ненаселенная, местность труднодоступная, охранная зона воздушных линий электропередачи, помещение с нормальной средой, счетчик электрической энергии (мощности) с расщепленной архитектурой (сплит-счетчик), техническое переоснащение воздушной линии электропередачи, электрокотельная, электротеплоснабжение (раздел 3).

В определении кабельного канала теперь указано, что его высота определяется с учетом габаритов располагаемого оборудования и коммуникаций и условий их эксплуатации. Ранее устанавливалась максимальная высота кабельного канала 1,8 м (раздел 3).

В разделе «Общие правила» используемые термины приведены в соответствие с ГОСТ 30331.1, термины «обслуживающей персонал» и «посторонние лица» заменены на «квалифицированный персонал», «инструктированный персонал» и «обычные лица» (подраздел 4.1).

Учет электроэнергии

В новой редакции ТКП установлен ряд дополнительных требований к учету электроэнергии (подраздел 4.2), в том числе к средствам ее учета.

Счетчик электрической энергии (мощности) с расщепленной архитектурой (сплит-счетчик) имеет конструктивные особенности (раздельные измерительная часть и устройство отображения), вследствие которых некоторые требования прежней редакции кодекса к приборам учета электроэнергии в принципе не могут быть реализованы. Это обусловило необходимость корректировки этих требований. Так, согласно п. 4.2.1.1 допускается устанавливать сплит-счетчики

на опоре линии электропередачи не на границе балансовой принадлежности. Кроме того, на сплит-счетчики не распространяются следующие пункты ТКП 339-2022:

– п. 4.2.5.1, устанавливающий, что средства учета электроэнергии должны размещаться только в помещениях и шкафах наружной установки;

– п. 4.2.5.2, согласно которому средства учета электрической энергии должны устанавливаться в шкафах, камерах комплектных распределительных устройств, на панелях, щитах, в нишах и на стендах, имеющих жесткую конструкцию. В данном пункте также нормируется высота от пола до клеммной крышки счетчиков расчетного и технического учета электроэнергии.

Применительно к сплит-счетчикам в данном пункте установлено требование об определении его места установки на опоре линии электропередачи в соответствии с проектной документацией;

– п.п. 4.2.5.8, 8.6.10, 8.6.11, определяющие требования к безопасной установке, замене и проверке расчетных счетчиков.

В п. 8.6.13 внесено дополнение, согласно которому допускается вместо выносного щитка учета для многоквартирного, блокированного жилого дома устанавливать сплит-счетчик.

В п. 4.2.1.4 определено, что одним из объектов, на которых должны создаваться автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), являются подстанции энергоснабжающих организаций напряжением 6 кВ и выше. Применительно к подстанциям 10(6)/0,4 кВ уточнено, что учет электроэнергии на стороне высшего напряжения организовывается только при наличии соответствующих установленным требованиям трансформаторов тока и напряжения.

В части организации учета электроэнергии установлены отдельные исключения в отношении ветровых и солнечных электростанций. Так, на эти объекты не распространяются требования следующих пунктов:

– п. 4.2.2.1 – об установке расчетных счетчиков активной электроэнергии на электростанции для каждого генератора;

– п. 4.2.2.2 – об установке на электростанциях с генерирующей мощностью до 1 МВт расчетных счетчиков электроэнергии прямого и обратного направлений для учета всей выработанной электроэнергии отдельно по каждому генератору;

– п. 4.2.6.1 – об установке на электростанциях средств технического учета в системе собственных нужд для обеспечения возможности определения технико-экономических показателей.

В новую редакцию ТКП включены дополнительные требования по организации учета электроэнергии:

– п. 4.2.3.3 – при программируемых в статических счетчиках значениях коэффициентов трансформации по току и напряжению, равных единице, количество знаков после запятой в показаниях счетчиков, выводимых на встроенный дисплей (жидкокристаллический индикатор), должно быть следующим:

– для трехфазных и однофазных счетчиков непосредственного (прямого) включения – ноль;

– для трехфазных счетчиков полукосвенного включения (через трансформаторы тока) – два;

– для трехфазных счетчиков косвенного включения (через трансформаторы тока и трансформаторы напряжения) – три;

– п. 4.2.3.5 – расчетные счетчики активной энергии трансформаторного включения (косвенного и полукосвенного), входящие в состав АСКУЭ, должны иметь класс точности не ниже 0,5S;

– п. 4.2.5.4 – трансформаторы тока на напряжение до 1 кВ, предназначенные для подключения к расчетным счетчикам, должны устанавливаться на токоведущих шинах так, чтобы расстояние от их клеммных крышек, подлежащих опломбированию, до боковых конструктивных элементов шкафов и щитков было не менее 150 мм;

– п. 4.2.5.6 – по условиям механической прочности сечение медных жил кабелей и проводов для присоединения под винт к клеммам расчетных счетчиков, измерительных трансформаторов тока (напряжения) и испытательных колодок (блоков) должно быть не менее 2,5 мм².

Кроме того, п. 4.2.4.11 дополнен требованием о необходимости обеспечить возможность пломбирования не только приводов разъединителей трансформаторов напряжения, используемых для расчетного учета, как было предусмотрено прежней редакцией ТКП, но и механических блокировок приводов разъединителей.

Заземление и защитные меры электробезопасности

Значительные изменения внесены в подраздел 4.3, регламентирующий вопросы заземления и защитных мер электробезопасности.

Так, в п. 4.3.2.9 изменены требования к организации в питающей сети такой защитной меры, как автоматическое отключение питания. Согласно Изменению № 2 ТКП 339-2011, введенному с 1 сентября 2018 года, данный пункт был дополнен исключением – применение защитного автоматического отключения не распространяется на питающие сети.

В ТКП 339-2022 требования п. 4.3.2.9 вновь скорректированы – с целью обеспечения автоматического отключения аварийного участка питающей сети в электроустановках

до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью проводимость фазных и нулевых защитных проводников должна быть выбрана такой, чтобы при замыкании на корпус или на нулевой защитный проводник возникал ток КЗ, превышающий не менее чем в три раза:

– номинальный ток плавкого элемента ближайшего предохранителя;

– номинальный ток нерегулируемого расцепителя или уставку тока регулируемого расцепителя автоматического выключателя, имеющего обратно зависимую от тока характеристику.

Справочно:

Согласно СН 4.04.01-2019 питающая сеть – это сеть от распределительного устройства подстанции или от ветвления от ВЛ до вводного (вводно-распределительного) устройства, главного распределительного щита. Групповая сеть – это сеть от щитков, распределительных пунктов и главного распределительного щита до светильников, штепсельных розеток и других электроприемников.

При защите сетей автоматическими выключателями, имеющими только электромагнитный расцепитель (отсечку), проводимость указанных проводников должна обеспечивать ток не ниже уставки тока мгновенного срабатывания, умноженный на коэффициент, учитывающий разброс (по данным изготовителя), и на коэффициент запаса 1,1. При отсутствии данных изготовителя для автоматических выключателей с номинальным током до 100 А кратность тока КЗ относительно уставки следует принимать не менее 1,4, а для автоматических выключателей с номинальным током более 100 А – не менее 1,25.

Полная проводимость нулевого защитного проводника во всех случаях должна составлять не менее 50 % проводимости фазного проводника. Если указанные требования не выполняются в отношении значения тока замыкания на корпус или на нулевой защитный проводник, то отключение при этих замыканиях должно обеспечиваться при помощи специальных защит.

Из приведенных требований следует сделать вывод о том, что в отношении автоматического отключения в питающей сети в ТКП 339-2022 фактически возвращены требования п. 1.7.79 Правил устройства электроустановок (6-е издание).

В п. 4.3.3.3 уточнены требования к барьерам – они должны быть выполнены из изолирующего материала (например, из жесткой пластмассы по ГОСТ 34370) и иметь красно-белую или желто-черную сигнальную разметку, выполненную в соответствии с ГОСТ 12.4.026.

В п. 4.3.5.4 переработаны требования к нормированию времени автоматического отключения питания в системе ТН. Максимальное время защитного автоматического отключения, установленное в таблице 4.3.1, теперь следует применять для групповых сетей с номинальным током аппарата защиты, не превышающим 32 А (63 А – при наличии штепсельных розеток). Ранее таких ограничений не было. В остальных групповых сетях допускаются значения времени защитного автоматического отключения более указанных в таблице 4.3.1, но не более 5 с при выполнении одного из дополнительных условий, приведенных в пункте 4.3.5.4 (сами условия по сравнению с ТКП 339-2011 не измени-

лись). Если время защитного автоматического отключения не удовлетворяет вышеуказанным требованиям, допускается применение устройств защитного отключения (УЗО), реагирующих на дифференциальный ток.

В п. 4.3.13.1, устанавливающем требования к главной заземляющей шине, определено, что эта шина должна быть, как правило, медной. При этом, как и ранее, допускается применение главной заземляющей шины из стали, однако теперь она должна быть оцинкована методом горячего цинкования.



Согласно п. 4.3.15.2 не допускается совмещение функций нулевого защитного и нулевого рабочего проводников в цепях однофазного и постоянного тока. В качестве нулевого защитного проводника в таких цепях должен быть предусмотрен отдельный третий проводник. Ранее данное требование не распространялось на ответвления от ВЛ напряжением до 1 кВ к однофазным потребителям электроэнергии, теперь это касается также сетей наружного освещения населенных пунктов с типом заземления TN-C и однофазных цепей электроснабжения постоянно подключенного электрооборудования трансформаторных подстанций.

Нормы приемо-сдаточных испытаний

Основные изменения в подразделе 4.4 «Нормы приемо-сдаточных испытаний» касаются п. 4.4.25 «Трансформаторное масло» и п. 4.4.29 «Силовые кабельные линии».

Наиболее существенно переработаны требования к испытанию трансформаторного масла. В п. 4.4.25 добавлен подпункт 4.4.25.1, в котором изложены общие положения. Определено, что поступившая в организацию партия свежего трансформаторного масла должна сопровождаться технической документацией, включающей паспорт безопасности и паспорт качества в соответствии с требованиями ТР ТС 030/2012, и должна быть подвергнута испытаниям в соответствии с требованиями ТКП 339-2022.

Справочно: Под свежим трансформаторным маслом подразумевается неиспользованное товарное масло, полученное от изготовителя, которое еще не контактировало с электрооборудованием или другим оборудованием, кроме предназначенного для производства, хранения или транспортирования масла.

Нормативные значения показателей качества свежего трансформаторного масла приведены в таблице 4.4.42, составленной с учетом требований международных и национальных стандартов, а также технических условий на производимые масла.

Трансформаторные масла применяются в соответствии с рекомендациями таблицы 4.4.44 или изготовителя оборудования (масла). Масла различных марок необходимо хранить и использовать отдельно, без смешения. В случае необходимости их смешения следует иметь официальное подтверждение совместимости этих марок масел от специализированной организации или соответствующие указания завода-изготовителя оборудования. Смешение свежих трансформаторных масел разных марок допустимо при их одинаковой стабильности против окисления (таблица 4.4.45) и в соответствии с приведенными показателями качества (таблица 4.4.42). При этом трансформаторные масла, предназначенные для применения в масляных выключателях (масла с улучшенными низкотемпературными свойствами – арктические), а также содержащие деактивирующие присадки (марка Т-1500У), необходимо применять без смешения с маслами других марок.

Установлено, что отбор проб масла из транспортных емкостей осуществляется в соответствии с ГОСТ IEC 60475. Отметим, что при отступлении от требований данного стандарта в части порядка отбора проб, претензия к качеству поступившего масла может считаться необоснованной. Перед отбором пробы проводят внешний осмотр транспортных емкостей и проверку комплектности сопроводительной документации.

При использовании трансформаторного масла порядок отбора проб и организации испытаний должен соответствовать требованиям ТНПА, определяться локальными документами и/или стандартами организации, а также выполняться в соответствии с требованиями технической документации изготовителей электрооборудования.

По решению главного инженера (технического руководителя) организации для определения показателей качества трансформаторного масла допускается применение собственных методик выполнения испытаний (стандартов организаций), прошедших процедуру метрологического подтверждения пригодности в органах государственной метрологической службы и допущенных к применению на территории Республики Беларусь. Показатели точности данных методик должны быть не хуже, чем у методов, указанных в ТКП 339-2022.

В период гарантийного срока электрооборудования все операции с маслами (долив, замена, ввод присадок и т.п.) должны согласовываться с изготовителем.

В новой редакции ТКП 339 изменен перечень показателей качества, по которым осуществляется контроль свежего трансформаторного масла после транспортирования (п. 4.4.25.2), слитого в емкости маслохозяйства (п. 4.4.25.3), а также находящегося на хранении (п. 4.4.25.4). Таблица 4.4.42 «Показатели качества свежих трансформаторных масел» переработана полностью с добавлением новых марок масел и приведена в соответствие с новыми НПА.

Требования к качеству свежих масел, подготовленных к заливу в новое электрооборудование (п. 4.4.25.5), и **таблица 4.4.43**, содержащая показатели качества таких масел, также переработаны с учетом требований новых НПА.

Область применения трансформаторных масел (п. 4.4.25.6, **таблица 4.4.44**) уточнена с учетом возможности применения новых марок масел.

В п. 4.4.29 «Силовые кабельные линии» переработаны общие положения. Пункт также дополнен новым требованием – при отсутствии возможности испытания основной изоляции силовой КЛ 35 кВ и выше повышенным напряжением от постороннего источника допускается включение силовой КЛ под номинальное напряжение, при этом рекомендуется контролировать значение $\tan \delta$ и/или уровень частичных разрядов.

Скорректированы и дополнены требования к испытанию силовых КЛ повышенным напряжением выпрямленного тока (п. 4.4.29.3). Для кабелей напряжением до 10 кВ с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката уровень испытательного напряжения должен составлять $4U_0$, где U_0 – номинальное напряжение промышленной частоты между проводником и землей или металлическим экраном, используемым в конструкции кабеля. Продолжительность испытания – 15 мин.

Для маслонаполненных КЛ 110 кВ и выше уровень испытательного напряжения выпрямленного тока принимается согласно ГОСТ 16441 (п. 7.10). Продолжительность испытания – 15 мин.

Изменены требования к испытанию силовых КЛ напряжением переменного тока частотой 50 Гц (п. 4.4.29.5). Такое испытание допускается для КЛ 110–330 кВ взамен испытания выпрямленным напряжением. Величина испытательного напряжения должна составлять $(1,0–1,73)U_{ном}$. При отсутствии испытательной установки необходимой мощности испытания смонтированной КЛ с экструдированной изоляцией допускается проводить следующими методами:

- повышенным переменным напряжением в соответствии с требованиями п. 4.4.29.6;
- номинальным (рабочим) напряжением системы U_0 в течение 24 ч.

Переработаны также требования п. 4.4.29.6 в части испытания повышенным переменным напряжением. Определено,

что КЛ до 35 кВ с пропитанной бумажной изоляцией после прокладки должны выдержать испытание повышенным постоянным напряжением, при этом испытание повышенным напряжением переменного тока не проводится. Испытание кабелей с экструдированной изоляцией проводят для:

- кабелей напряжением 0,66–3,0 кВ – по СТБ ИЕС 60502-1. Величина повышенного испытательного напряжения переменного тока частотой 50 Гц должна составлять $(2,5U_0 + 2)$ кВ, продолжительность испытания – 5 мин;
- кабелей напряжением 6–35 кВ – по СТБ ИЕС 60502-2. Величина повышенного испытательного напряжения переменного тока частотой 50 Гц должна составлять $3,5U_0$ кВ. Продолжительность испытания – 5 мин (либо согласно **таблице 4.4.58**);

– кабелей напряжением 110 кВ – по СТБ ИЕС 60840; кабелей напряжением 220–330 кВ – по СТБ ИЕС 62067. Испытания должны проводиться повышенным напряжением переменного тока в диапазоне частот 20–300 Гц, форма волны должна быть синусоидальной. Продолжительность испытания – 60 мин. Значения испытательного напряжения для КЛ 110, 220, 330 кВ составляют 128, 180, 250 кВ соответственно.

Испытания кабелей с использованием сверхнизкой частоты проводятся повышенным напряжением переменного тока частотой 0,1 Гц, при этом рекомендуется контролировать значение $\tan \delta$ и/или уровень частичных разрядов. При отсутствии установок для испытаний КЛ переменным напряжением частотой 0,1 Гц допускается проведение испытаний основной изоляции повышенным напряжением переменного тока частотой 50 Гц, как указано выше. При отсутствии установки необходимой мощности по указанию производителя кабельной продукции и арматуры допускаются испытания повышенным напряжением выпрямленного тока, равным $4U_0$, в течение 15 мин, или иным методом, указанным изготовителем (переменным током частотой от 0,01 до 1,0 Гц, затухающим переменным током частотой от 20 до 500 Гц – метод DAC, снижением уровня испытательного напряжения с увеличением времени испытания).

В подразделе 4.4 также определены величины и длительность приложения испытательного напряжения частотой 0,1 Гц.