

Технические требования к системам учета электрической энергии, устанавливаемым на объектах ЗАО «ЭСК» и в электроустановках потребителей, непосредственно присоединенных к сетям ЗАО «ЭСК»

Данные технические требования к системам учета электрической энергии разработаны на основе требований Основных положений функционирования розничных рынков (утверждены Постановлением Правительства РФ №442 от 04.05.2012) (далее – ОПФРР), требований НП «Совет рынка» к коммерческим системам учета субъектов ОРЭ(М), Типовой инструкции по учёту электроэнергии при её производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94), ГОСТ 7746–2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия», ГОСТ 1983–2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия», Правил устройства электроустановок (Главы 1.5 и 3.4) (далее – ПУЭ), Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (утв. приказом Минэнерго РФ от 13 января 2003 г. N 6) (далее – ПТЭЭП), Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок и определяют технические параметры систем учета, расположенных на присоединениях 0,4/6/10/35/110 кВ ПС, РП, ТП ЗАО «ЭСК» и в электроустановках потребителя.

Целью создания требований является оптимизация процесса построения коммерческих систем учета электроэнергии в сетях ЗАО «ЭСК» для более эффективного и точного определения объемов покупаемой и продаваемой электроэнергии, и, как следствие, для снижения объемов потерь электроэнергии в сетях ЗАО «ЭСК».

Типовые схемы расположения приборов учета, комментарии к типовым схемам, типовые технические решения по организации учёта приведены в Приложениях.

Требования к системам коммерческого учета, расположенным в электроустановках потребителей с напряжением 10/0,4 кВ

1. Требования к системам учёта электроустановок потребителей сооружаемых вновь, модернизируемых или реконструируемых

1.1. Место расположения приборов учёта (ПУ) или измерительных трансформаторов – в соответствии с прилагаемыми схемами.

1.2. Требования к приборам учета:

1.2.1. Выбор класса точности:

- Для учета электрической энергии, потребляемой гражданами, а также на границе раздела объектов электросетевого хозяйства и внутридомовых инженерных систем многоквартирного дома подлежат использованию приборы учета класса точности 2,0 и выше. (ОПФРР п.138).
- В многоквартирных домах, присоединение которых к объектам электросетевого хозяйства осуществляется вновь, на границе раздела объектов электросетевого хозяйства и внутридомовых инженерных систем подлежат установке коллективные (общедомовые) приборы учета класса точности 1,0 и выше (ОПФРР п.138).
- Для учета электрической энергии, потребляемой потребителями (кроме граждан-потребителей) с максимальной мощностью менее 670 кВт, подлежат использованию приборы учета класса точности:
- для точек присоединения к объектам электросетевого хозяйства напряжением от 0,4кВ до 35 кВ – 1,0 и выше;
- Для учета электрической энергии, потребляемой потребителями с максимальной мощностью **не менее 670 кВт**, подлежат использованию приборы учета, позволяющие измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, **класса точности 0,5S** и выше, обеспечивающие хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние **90 дней** и более или включенные в систему учета. (ОПФРР п.139).
- Для учета реактивной мощности, потребляемой (производимой) потребителями с максимальной мощностью не менее 670 кВт, в случае если в договоре оказания услуг по передаче электрической энергии, имеется условие о соблюдении соотношения потребления активной и реактивной мощности, подлежат использованию приборы учета, позволяющие учитывать реактивную мощность или совмещающие учет активной и реактивной мощности и измеряющие почасовые объемы потребления (производства) реактивной мощности. При этом указанные приборы учета должны иметь класс точности не ниже 2,0, но не более чем на одну ступень ниже класса точности используемых приборов учета, позволяющих определять активную мощность. (ОПФРР п.139)
- Для учета объемов производства электрической энергии производителями электрической энергии (мощности) на розничных рынках подлежат использованию приборы учета, позволяющие измерять почасовые объемы

производства электрической энергии, **класса точности 0,5S и выше**, обеспечивающие хранение данных о почасовых объемах производства электрической энергии (мощности) за последние **90 дней** и более или включенные в систему учета. (ОПФРР п.141).

1.2.2. Направление и вид учитываемой энергии:

- Для потребителей, присоединенная мощность которых **не превышает 150 кВ·А**, должны использоваться ПУ, позволяющие учитывать приём **активной электроэнергии** не менее чем **по 4 тарифам**. Для присоединений, работающих в реверсивных режимах, выбираются приборы учёта с возможностью фиксации количества электроэнергии **по приёму и по отдаче**.

- Для потребителей, присоединенная мощность которых **превышает 150 кВ·А**, подлежат использованию приборы учета, позволяющие учитывать реактивную мощность или совмещающие учет активной и реактивной мощности и измеряющие почасовые объемы потребления (производства) реактивной мощности (для реверсивных присоединений – **по приёму и отдаче** не менее чем **по 4 тарифам**). (Приказ Минромэнерго РФ от 22 февраля 2007г. № 49, ОПФРР п.139)

1.2.3. Спецификация ПУ:

- Для потребителей, присоединенная мощность которых **превышает 670кВт**, для измерения почасовых объемов потребляемой электроэнергии вновь устанавливаемые ПУ должны быть **электронными**, с энергонезависимой памятью, позволяющей хранить **профиль нагрузки, настроенный на 30 минутные интервалы**. Глубина хранения профиля мощности **90 дней и более**. ПУ должны иметь функцию резервного питания. Интерфейсы обмена данными – **оптопорт и RS-485** (при использовании ПУ в составе собственной АИИС должны использоваться ПУ с двумя RS-485 – один выход для включения в АИИС ЗАО «ЭСК», второй – для собственных целей).

- Для граждан-потребителей, чьи электроустановки непосредственно присоединены к сетям ЗАО «ЭСК», для включения в автоматизированную систему учёта электрической энергии рекомендуется установка приборов учёта электрической энергии в точке присоединения. Прибор учета должен обеспечивать: защитное отключение (при коротких замыканиях) и автоматическую передачу данных по двум независимым каналам связи (силовому проводу PLC и по одному из радиоканалов 433 МГц или 2,4ГГц) до устройства сбора, установленного в ТП либо напрямую на сервер ЗАО «ЭСК». Диапазон рабочих температур выбираемого ПУ должен соответствовать условиям его эксплуатации, но, как правило, не должен быть хуже – 40+50 С.

1.2.4. Способ и схема подключения.

- На присоединениях 0,4 кВ при нагрузке до 100А включительно применять ПУ прямого включения.

- При трёхфазном вводе использовать трёхэлементные ПУ (ПУЭ п. 1.5.13).

1.2.5. Требования к поверке.

- На вновь устанавливаемых трёхфазных счётчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 мес., а на однофазных счётчиках – с давностью не более 2 лет (ПУЭ п.1.5.13). Наличие действующей поверки ПУ подтверждается предоставлением подтверждающего документа – паспорта-формуляра на ПУ или свидетельства о поверке. В документах на ПУ должны быть отметки о настройках тарифного расписания и местного времени.

1.2.6. Требования к местам установки ПУ.

- Счётчики должны размещаться в легко доступных для обслуживания сухих помещениях, в достаточно свободном и не стесненном для работы месте с температурой в зимнее время не ниже 0°С. Счетчики общепромышленного исполнения не разрешается устанавливать в помещениях, где по производственным условиям температура может часто превышать +40°С, а также в помещениях с агрессивными средами. Допускается размещение счетчиков в неотапливаемых помещениях и коридорах распределительных устройств электростанций и подстанций, а также в шкафах наружной установки. В случае, если приборы не предназначены для использования в условиях отрицательных температур, должно быть предусмотрено стационарное их утепление на зимнее время посредством утепляющих шкафов, колпаков с подогревом воздуха внутри них электрической лампой или нагревательным элементом для обеспечения внутри колпака положительной температуры, но не выше +20°С (ПУЭ п.1.5.27).

- Счётчики должны устанавливаться в шкафах, камерах комплектных распределительных устройствах (КРУ, КРУП), на панелях, щитах, в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию. Высота от пола до коробки зажимов счетчиков должна быть в пределах 0,8-1,7 м. Допускается высота менее 0,8 м, но не менее 0,4 м (ПУЭ

п.1.5.29) (за исключением вариантов технического решения установки ПУ в точке присоединения на опоре ВЛ-0,4 кВ).

- Конструкции и размеры шкафов, ниш, щитков и т.п. должны обеспечивать удобный доступ к зажимам счетчиков и трансформаторов тока. Кроме того, должна быть обеспечена возможность удобной замены счетчика и установки его с уклоном не более 1° (индукционные ПУ). Конструкция его крепления должна обеспечивать возможность установки и съёма счетчика с лицевой стороны (ПУЭ п.1.5.31).

- При наличии на объекте нескольких присоединений с отдельным учетом электроэнергии на панелях счетчиков должны быть надписи наименований присоединений (ПУЭ п.1.5.38).

1.3. Способ передачи информации:

- **Через GSM/GPRS модем на сервер** ЗАО «ЭСК» напрямую из ПУ. В большинстве случаев на группу ПУ устанавливается один модем. Выбор типа GSM/GPRS модема осуществляется после согласования с ЗАО «ЭСК»

- При согласовании с ЗАО «ЭСК» возможна передача данных из **АИИС КУЭ потребителя**, внесённой в **Государственный реестр** средств измерений, сданной в установленном порядке в промышленную эксплуатацию и имеющей **действующее свидетельство о поверке**.

Для периодического контроля состояния измерительного комплекса используется возможность непосредственного считывания данных из ПУ через оптопорт.

1.4. Требования к измерительным трансформаторам тока:

При новом строительстве или реконструкции электроустановок измерительные трансформаторы тока (ТТ) должны соответствовать следующим требованиям.

1.4.1. Класс точности – **не хуже 0,5S**.

1.4.2. При полукосвенном и косвенном включении ПУ необходимо устанавливать трансформаторы тока во всех фазах.

1.4.3. Значения номинального вторичного тока должны быть увязаны с номинальными токами приборов учёта.

1.4.4. Трансформаторы тока, используемые для присоединения счётчиков на напряжении до 0,4 кВ, должны устанавливаться после коммутационных аппаратов по направлению потока мощности (ПУЭ п.1.5.36).

1.4.5. Выводы вторичной измерительной обмотки трансформаторов тока должны иметь **крышки для опломбировки** (ПТЭЭП п.2.11.18).

1.4.6. Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики, вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов тока должны иметь постоянные заземления. (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок п. 42.1)

1.4.7. Заземление во вторичных цепях трансформаторов тока следует предусматривать на зажимах трансформаторов тока (ПУЭ п.3.4.23).

1.4.8. Выбор места и способа установки должен обеспечивать возможность визуального считывания с таблички (табличек) ТТ всех данных, указанных в соответствии с ГОСТ 7746–2001, без проведения работ по демонтажу или отключению оборудования (ГОСТ 18620–86 п.3.2).

1.4.9. Трансформатор тока должен иметь **действующую поверку** первичную (заводскую) или периодическую (в соответствии с межповерочным интервалом, указанным в описании типа данного средства измерения). Наличие действующей поверки подтверждается предоставлением оригиналов паспортов или свидетельств о поверке ТТ с протоколами поверки (ПТЭЭП 2.11.11).

1.5 Требования к измерительным трансформаторам напряжения:

При новом строительстве или реконструкции электроустановок измерительные трансформаторы напряжения (ТН) должны соответствовать следующим требованиям.

1.5.1. Класс точности – **не хуже 0,5** (ПУЭ п.1.5.16).

1.5.2. При трёхфазном вводе применять трёхфазные ТН или группы из трёх однофазных ТН.

1.5.3. Для сохранности измерительных цепей должна быть предусмотрена возможность опломбировки решеток и дверец камер, где установлены предохранители (устанавливаются предохранители с сигнализацией их срабатывания (ПУЭ п. 3.4.28) на стороне высокого и низкого напряжения ТН, а также рукояток приводов разъединителей ТН). При невозможности опломбировки камер, пломбируются выводы ТН. (ПТЭЭП п.2.11.18).

1.5.4. Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики, вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов напряжения должны иметь постоянные заземления (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок п. 42.1).

1.5.5. Вторичные обмотки трансформатора напряжения должны быть заземлены соединением нейтральной точки или одного из концов обмотки с заземляющим устройством. Заземление вторичных обмоток трансформатора напряжения должно быть выполнено, как правило, на ближайшей от трансформатора напряжения сборке зажимов или на зажимах трансформатора напряжения (ПУЭ п.3.4.24).

1.5.6. Выбор места и способа установки должен обеспечивать возможность визуального считывания с таблички (табличек) ТН всех данных, указанных в соответствии с ГОСТ 1983–2001, без проведения работ по демонтажу или отключению оборудования.

1.5.7. ТН должен иметь **действующую поверку** первичную (заводскую) или периодическую (в соответствии с межповерочным интервалом, указанным в описании типа данного средства измерения). Наличие действующей поверки подтверждается предоставлением оригиналов паспортов или свидетельств о поверке ТН с протоколами поверки (ПТЭЭП 2.11.11).

1.6. Требования к измерительным цепям:

1.6.1. В электропроводке к расчетным счетчикам наличие паяк не допускается (ПУЭ п.1.5.33).

1.6.2. Электропроводка должна соответствовать условиям окружающей среды, назначению и ценности сооружений, их конструкции и архитектурным особенностям. Электропроводка должна обеспечивать возможность легкого распознавания по всей длине проводников по цветам:

голубого цвета – для обозначения нулевого рабочего или среднего проводника электрической сети;

двухцветной комбинации зелено-желтого цвета – для обозначения защитного или нулевого защитного проводника;

двухцветной комбинации зелено-желтого цвета по всей длине с голубыми метками на концах линии, которые наносятся при монтаже – для обозначения совмещенного нулевого рабочего и нулевого защитного проводника; черного, коричневого, красного, фиолетового, серого, розового, белого, оранжевого, бирюзового цвета – для обозначения фазного проводника (ПУЭ п.2.1.31).

1.6.3. Жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 1,5 мм (а при применении специальных зажимов – не менее 1,0 мм) для меди; для неответственных вторичных цепей, для цепей контроля и сигнализации допускается присоединение под винт кабелей с медными жилами сечением 1 мм;

Монтаж цепей постоянного и переменного тока в пределах щитовых устройств (панели, пульты, шкафы, ящики и т. п.), а также внутренние схемы соединений приводов выключателей, разъединителей и других устройств по условиям механической прочности должны быть выполнены проводами или кабелями с медными жилами. Применение проводов и кабелей с алюминиевыми жилами для внутреннего монтажа щитовых устройств не допускается (ПУЭ п.3.4.12).

1.6.4. Присоединения токовых обмоток счётчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока следует проводить отдельно от цепей защиты и электроизмерительными приборами (ПУЭ п. 1.5.18).

1.6.5. Для сохранности измерительных цепей должна быть предусмотрена возможность опломбировки промежуточных клеммников, испытательных блоков, коробок и других приборов, включаемых в измерительные цепи ПУ, при этом необходимо минимизировать применение таких устройств (ПТЭЭП п.2.11.18).

1.6.6. Проводники цепей напряжения подсоединять к шинам посредством отдельного технологического болтового присоединения, в непосредственной близости от трансформатора тока данного измерительного комплекса.

1.6.7. Нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов, к которым присоединяются счетчики, не должна превышать номинальных значений.

1.6.8. Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в этих цепях составляли не более 0,25% номинального напряжения. (ПУЭ п.1.5.19).

1.6.9. Для косвенной схемы подключения прибора учета вторичные цепи следует выводить на самостоятельные сборки зажимов или секции в общем ряду зажимов. При отсутствии сборок с зажимами необходимо устанавливать испытательные блоки. Зажимы должны обеспечивать закорачивание вторичных цепей трансформаторов тока, отключение токовых цепей счетчика и цепей напряжения в каждой фазе счетчиков при их замене или проверке, а также включение образцового счетчика без отсоединения проводов и кабелей. Конструкция сборок и коробок зажимов расчетных счетчиков должна обеспечивать возможность их пломбирования. (ПУЭ п.1.5.23).

1.7. Требования к вводным устройствам и к коммутационным аппаратам на вводе:

1.7.1. Должна обеспечиваться возможность **полного визуального осмотра** со стационарных площадок вводных устройств ВЛ, КЛ, а также вводных доучётных электропроводок оборудования для выявления доучётного подключения электроприёмников. Конструкция вводных устройств согласовывается Службой учёта ЗАО «ЭСК», отвечающей за организацию учёта, на проектной стадии работ по предоставленным потребителем проектным документам (с чертежами, планами расположения оборудования). Места возможного доучётного подключения должны быть изолированы путём пломбировки камер, ячеек, шкафов и др. (ПТЭЭП п.2.11.18).

1.7.2. При нагрузке до 100А включительно, исключать установку рубильников до места установки узла учета (за исключением вариантов технического решения установки ПУ со встроенным отключающим реле). Для безопасной установки и замены счётчиков в сетях напряжением до 0,4 кВ должна предусматриваться установка вводных автоматов защиты (на расстоянии не более 10 м от ПУ) с возможностью опломбировки (ПУЭ п.1.5.36) (за исключением вариантов технического решения установки ПУ в точке присоединения на опоре ВЛ-0,4 кВ).

1.7.3. Установку аппаратуры АВР, ОПС и другой автоматики предусматривать после места установки узла учета.

1.8. Требования к составу документов на измерительные комплексы:

Для точек присоединения к объектам электросетевого хозяйства напряжением свыше 1 кВ по итогам процедуры допуска в эксплуатацию прибора учета, установленного (подключенного) через измерительные трансформаторы, составляется паспорт-протокол измерительного комплекса при включенной нагрузке и проведении инструментальных замеров во вторичных цепях. Паспорт-протокол измерительного комплекса должен содержать в том числе описание прибора учета и измерительных трансформаторов (номер, тип, дату поверки), межповерочный интервал, расчет погрешности измерительного комплекса, величину падения напряжения в измерительных цепях трансформатора напряжения, нагрузку токовых цепей трансформатора тока. Паспорт-протокол измерительного комплекса должен находиться у собственника прибора учета, входящего в состав измерительного комплекса, и актуализироваться по мере проведения инструментальных проверок. (ОПФРР п.154).

На каждую электроустановку оформляется проект электроснабжения, который перед включением должен быть согласован специалистами Службы учёта ЗАО «ЭСК» в части установки измерительных комплексов. (ПТЭЭП п.1.3.2)

2. Требования к системам учёта существующих электроустановок потребителей

2.1. Требования к приборам учета:

2.1.1. Выбор класса точности:

- Для учета электрической энергии, потребляемой гражданами, а также на границе раздела объектов электросетевого хозяйства и внутридомовых инженерных систем многоквартирного дома подлежат использованию приборы учета **класса точности 2,0 и выше**. Приборы учета класса точности ниже 2,0 используемые гражданами и в многоквартирных жилых домах могут быть использованы ими вплоть до истечения установленного срока их эксплуатации. По истечении установленного срока эксплуатации приборов учета такие приборы учета подлежат замене на приборы учета класса точности не ниже 2,0. (ОПФРР п.138, п.142).

- Для учета электрической энергии, потребляемой потребителями (кроме граждан-потребителей) с максимальной мощностью **менее 670 кВт**, подлежат использованию приборы учета класса точности:

- **для точек присоединения к объектам электросетевого хозяйства напряжением от 0,4кВ до 35 кВ – 1,0 и выше;**

- **для точек присоединения к объектам электросетевого хозяйства напряжением от 110 кВ и выше – 0,5S и выше.** (ОПФРР п.138, п.142).

- Для учета электрической энергии, потребляемой потребителями с максимальной мощностью **не менее 670 кВт**, подлежат использованию приборы учета, позволяющие измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, **класса точности 0,5S** и выше, обеспечивающие хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или включенные в систему учета. (ОПФРР п.138, п.142).

- Приборы учета, позволяющие учитывать реактивную мощность или совмещающие учет активной и реактивной мощности и измеряющие почасовые объемы потребления (производства) реактивной мощности должны иметь класс точности **не ниже 2,0**, но не более чем на одну ступень ниже класса точности используемых приборов учета, позволяющих определять активную мощность. (ОПФРР п.138, п.142).

- Для учета объемов производства электрической энергии производителями электрической энергии (мощности) на розничных рынках подлежат использованию приборы учета, позволяющие измерять почасовые объемы производства электрической энергии, **класса точности 0,5S** и выше, обеспечивающие хранение данных о почасовых объемах производства электрической энергии (мощности) за последние **90 дней** и более или включенные в систему учета. (ОПФРР п.138, п.142).

2.1.2. Способ и схема подключения.

- При трёхфазном вводе использовать трёхэлементные ПУ (ПУЭ п. 1.5.13).

2.1.3. Требования к поверке:

- Каждый установленный расчетный счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом метрологической поверки 2.11.18, а на зажимной крышке – пломбу энергоснабжающей организации (ПУЭ п.1.5.13).

- **Наличие действующей поверки** ПУ подтверждается наличием читаемой пломбы метрологической поверки и, как правило, предоставлением документа – паспорта-формуляра на ПУ или свидетельства о поверке. В документах на ПУ должны быть отметки о настройках тарифного расписания и местного времени.

2.1.4. Требования к местам установки ПУ.

- Счётчики должны размещаться в легко доступных для обслуживания сухих помещениях, в достаточно свободном и не стесненном для работы месте с температурой в зимнее время не ниже 0°C. Счетчики общепромышленного исполнения не разрешается устанавливать в помещениях, где по производственным условиям температура может часто превышать +40°C, а также в помещениях с агрессивными средами. Допускается размещение счетчиков в неотапливаемых помещениях и коридорах распределительных устройств электростанций и подстанций, а также в шкафах наружной установки. В случае, если приборы не предназначены для использования в условиях отрицательных температур, должно быть предусмотрено стационарное их утепление на зимнее время посредством утепляющих шкафов, колпаков с подогревом воздуха внутри них электрической лампой или нагревательным элементом для обеспечения внутри колпака положительной температуры, но не выше +20°C (ПУЭ п.1.5.27).

- Конструкции и размеры шкафов, ниш, щитков и т.п. должны обеспечивать удобный доступ к зажимам счетчиков и трансформаторов тока. Кроме того, должна быть обеспечена возможность удобной замены счетчика и установки его с уклоном не более 1° (индукционные ПУ). (ПУЭ п.1.5.31).

- При наличии на объекте нескольких присоединений с отдельным учетом электроэнергии на панелях счетчиков должны быть надписи наименований присоединений (ПУЭ п.1.5.38).

2.2. Требования к измерительным трансформаторам тока:

2.2.1. Класс точности – не хуже 0,5 (ПУЭ п.1.5.16).

2.2.2. При полукосвенном включении ПУ необходимо устанавливать трансформаторы тока во всех фазах.

2.2.3. Значения номинального вторичного тока должны быть увязаны с номинальными токами приборов учёта.

2.2.4. Трансформаторы тока, используемые для присоединения счётчиков на напряжении до 0,4 кВ, должны устанавливаться после коммутационных аппаратов по направлению потока мощности (ПУЭ п.1.5.36.).

2.2.5. Выводы вторичной измерительной обмотки трансформаторов тока должны иметь **крышки для опломбировки**. (ПТЭЭП п.2.11.18)

2.2.6. Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики, вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов тока должны иметь постоянные заземления. (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок п. 42.1)

2.2.7. Заземление во вторичных цепях трансформаторов тока следует предусматривать на зажимах трансформаторов тока (ПУЭ п.3.4.23).

2.2.8. Трансформатор тока должен иметь **действующую метрологическую поверку** первичную (заводскую) или периодическую (в соответствии с межповерочным интервалом, указанным в описании типа данного средства измерения). Наличие действующей поверки подтверждается, как правило, предоставлением оригиналов паспортов или свидетельств о поверке ТТ с протоколами поверки (ПТЭЭП 2.11.11). В случае отсутствия документов, трансформаторы тока считаются пригодными к эксплуатации, если с момента выпуска прошло не более 5 лет.

2.2.9. Предельные значения вторичной нагрузки трансформаторов тока класса точности 0,5 должны находиться в диапазоне 25–100% от номинальной (ГОСТ-7746–2001 трансформаторы тока).

2.3. Требования к измерительным трансформаторам напряжения:

2.3.1. Класс точности – **не хуже 0,5** (ПУЭ п.1.5.16).

2.3.2. При трёхфазном вводе применять трёхфазные ТН или группы из трёх однофазных ТН.

2.3.3. Для сохранности измерительных цепей должна быть предусмотрена возможность опломбировки решеток и дверец камер, где установлены предохранители (устанавливаются предохранители с сигнализацией их срабатывания (ПУЭ п. 3.4.28) на стороне высокого и низкого напряжения ТН, а также рукояток приводов разъединителей ТН. При невозможности опломбировки камер, пломбируются выводы ТН (ПТЭЭП п.2.11.18).

2.3.4. Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики, вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов напряжения должны иметь постоянные заземления (Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок п. 42.1).

2.3.5. Вторичные обмотки трансформатора напряжения должны быть заземлены соединением нейтральной точки или одного из концов обмотки с заземляющим устройством. Заземление вторичных обмоток трансформатора напряжения должно быть выполнено, как правило, на ближайшей от трансформатора напряжения сборке зажимов или на зажимах трансформатора напряжения (ПУЭ п.3.4.24).

2.3.6. Наличие действующей поверки подтверждается, как правило, предоставлением оригиналов паспортов или свидетельств о поверке ТН с протоколами поверки (ПТЭЭП 2.11.11). В случае отсутствия документов, трансформаторы напряжения считаются пригодными к эксплуатации, если с момента выпуска прошло не более 8 лет.

2.4. Требования к измерительным цепям:

2.4.1. В электропроводке к расчетным счетчикам наличие паек не допускается (ПУЭ п.1.5.33).

2.4.2. Для сохранности измерительных цепей должна быть предусмотрена возможность **опломбировки** промежуточных клеммников, испытательных блоков, коробок и других приборов, включаемых в измерительные цепи ПУ, при этом необходимо минимизировать применение таких устройств (ПТЭЭП п.2.11.18).

2.5. Требования к вводным устройствам и к коммутационным аппаратам на вводе:

2.5.1. Места возможного доучётного подключения должны быть изолированы путём пломбировки камер, ячеек, шкафов и др. (ПТЭЭП п.2.11.18)

2.5.2. Установку ОПС и другой автоматики предусматривать после места установки узла учета.

2.6. Требования к составу документов на измерительные комплексы:

2.6.1. Как правило, на каждый измерительный комплекс должен оформляться Паспорт-протокол по форме, указанной в Типовой инструкции по учёту электроэнергии при её производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94). Паспорт-протокол, как правило, передаётся в ЗАО «ЭСК» с копиями документов, указанных в пп. 2.1.3, 2.2.8 и 2.3.6 до получения справки о выполнении технических условий присоединения к сетям ЗАО «ЭСК». Для точек присоединения к объектам электросетевого хозяйства напряжением свыше 1 кВ по итогам процедуры допуска в эксплуатацию прибора учета, установленного (подключенного) через измерительные трансформаторы, составляется паспорт-протокол измерительного комплекса при включенной нагрузке и проведении инструментальных замеров во вторичных цепях. Паспорт-протокол измерительного комплекса должен содержать в том числе описание прибора учета и измерительных трансформаторов (номер, тип, дату поверки), межповерочный интервал, расчет погрешности измерительного комплекса, величину падения напряжения в измерительных цепях трансформатора напряжения, нагрузку токовых цепей трансформатора тока. Паспорт-протокол измерительного комплекса должен находиться у собственника прибора учета, входящего в состав измерительного комплекса, и актуализироваться по мере проведения инструментальных проверок. (ОПФРР п.154).