

**Требования  
по организации учета электрической энергии  
потребляемой потребителями, присоединенными к электрическим сетям МУП «КОС»**

1. Общие положения

1.1. Данные технические требования к организации учета электрической энергии разработаны на основе действующих нормативных актов, ГОСТ и определяют технические параметры приборов учета, измерительных комплексов, систем учета электрической энергии, расположенных на присоединениях 0,4 кВ объектов электросетевого хозяйства МУП «КОС» и в электроустановках потребителей.

1.2. Термины и определения:

– объекты электросетевого хозяйства - линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование, принадлежащее МУП «КОС»;

– потребитель - потребитель электрической энергии, приобретающий электрическую энергию (мощность) для собственных бытовых и (или) производственных нужд и являющийся собственником энергопринимающих устройств, имеющих технологическое присоединение к объектам электросетевого хозяйства МУП «КОС»;

– приборы учета - совокупность устройств, обеспечивающих измерение и учет электроэнергии (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, телеметрические датчики, информационно - измерительные системы и их линии связи) и соединенных между собой по установленной схеме;

– счетчик электрической энергии - электроизмерительный прибор, предназначенный для учета потребленной электроэнергии, переменного или постоянного тока. Единицей измерения является кВт/ч или А/ч;

– расчетный прибор учета электрической энергии - счетчик электрической энергии, показания которого используются при определении объемов потребления электрической энергии (мощности), оказанных услуг по передаче электрической энергии, фактических потерь электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства, который допущен в эксплуатацию в установленном порядке, имеющий неповрежденные контрольные пломбы и (или) знаки визуального контроля;

– измерительный комплекс - совокупность приборов учета и измерительных трансформаторов тока и (или) напряжения, соединенных между собой по установленной схеме, через которые такие приборы учета установлены (подключены) (далее – измерительные трансформаторы), предназначенная для измерения объемов электрической энергии (мощности) в одной точке поставки;

– система учета - совокупность измерительных комплексов, связующих и вычислительных компонентов, устройств сбора и передачи данных, программных средств, предназначенная для измерения, хранения, удаленного сбора и передачи показаний приборов учета по одной и более точек поставки;

– энергопринимающие устройства потребителя - находящиеся у потребителя аппараты, агрегаты, механизмы, устройства и иное оборудование (или их комплекс), предназначенные для преобразования электрической энергии в другой вид энергии в целях использования (потребления) и имеющие между собой электрические связи.

1.3. Для учета электрической энергии используются приборы учета, типы которых утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в Государственный реестр средств измерений и имеют действующий сертификат об утверждении типа средства измерений. Классы точности приборов учета определяются в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями, установленными для классификации средств измерений.

1.4. Расшифровка аббревиатур:

– ОПФРРЭЭ – «Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии» (утв. Постановлением Правительства РФ № 442 от 04.05-2012);

– ПТЭЭП – «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» (утв. приказом Минэнерго РФ от 13 января 2003 г. №6);

– ПУЭ – «Правила устройства электроустановок» (7-е издание и действующие главы 6-го издания);

– ИСУЭ МУП «КОС» - интеллектуальная система учета электрической энергии МУП «КОС».

## 2. Требования к метрологическим характеристикам и функционалу счетчиков электрической энергии

2.1. 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 (ОПФРРЭЭ п.138).

2.2. В многоквартирных домах, присоединение которых к объектам электросетевого хозяйства осуществляется после вступления в силу ОПФРРЭЭ, на границе раздела объектов электросетевого хозяйства и внутридомовых инженерных систем подлежат установке коллективные (общедомовые) приборы учета класса точности 1,0 и выше (ОПФРРЭЭ п.138).

2.3. Для учета электрической энергии, потребляемой потребителями, не указанными в п. 2.1. в точках присоединения с максимальной мощностью менее 670 кВт, подлежат использованию приборы учета класса точности – 1,0 и выше (ОПФРРЭЭ п.139).

2.4. 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 (ОПФРРЭЭ п.139). Приборы учета должны иметь функцию резервного питания. Интерфейсы обмена данными – оптопорт и RS485 (при использовании приборов учета в составе собственной система учета рекомендуется использовать приборы учета с двумя разъемами интерфейса RS485 – один выход для включения в ИСУЭ МУП «КОС», второй – для собственных целей).

2.5. Учет активной и реактивной электроэнергии трехфазного тока должен производиться с помощью трехфазных счетчиков (ПУЭ п. 1.5.13). Счетчики электрической энергии должны обеспечивать учет электроэнергии по каждой фазе.

2.5. При нагрузке до 100 А (60 кВт) включительно рекомендуется устанавливать прямоточные (прямого включения) счетчики электрической энергии.

2.6. Диапазон рабочих температур выбираемого счетчика электрической энергии должен соответствовать условиям его эксплуатации.

2.7. Конструкция счетчиков электрической энергии должна обеспечивать ограничение доступа к определенным частям счетчиков электрической энергии (включая программное обеспечение) в целях предотвращения несанкционированных действий, которые могут привести к искажениям результатов измерений.

2.8. Для включения счетчика электрической энергии в ИСУЭ МУП «КОС» рекомендуется использовать счетчики с поддержкой интерфейса RS-485 либо имеющие встроенный GSM модем, а также оптопорт, для возможности снятия информации о потреблении электроэнергии на ноутбук (специализированный пульт) при неисправности основного канала связи.

2.9. На момент ввода в эксплуатацию счетчики электрической энергии должны иметь действующие оттиски поверительных клейм или свидетельства о поверке. Наличие действующей поверки счетчиков электрической энергии подтверждается предоставлением документа - паспорта-формуляра на электросчетчик или свидетельства о его поверке. В документах на электросчетчик должны быть отметки о настройках тарифного расписания и местного времени.

## 3. Требования к местам установки счетчиков электрической энергии

3.1. Приборы учета электрической энергии должны располагаться на границе раздела балансовой принадлежности МУП «КОС» и потребителя электрической энергии, в соответствии с требованиями п.144 ОПФРРЭЭ и п.1.5.6. ПУЭ.

3.2. При отсутствии технической возможности установки прибора учета на границе балансовой принадлежности сетевой организации (МУП «КОС») и потребителя электрической энергии, прибор учета подлежит установке в месте, максимально приближенном к границе балансовой принадлежности, в котором имеется техническая возможность его установки (ОПФРРЭЭ п.144).

3.3. В случае установки прибора учета не на границе балансовой принадлежности МУП «КОС» и потребителя он должен предоставить технические характеристики питающих линий для расчета потерь электроэнергии от границы балансовой принадлежности до места установки расчетного учета электрической энергии.

3.4. Счетчики электрической энергии должны размещаться в легкодоступных для обслуживания сухих помещениях, в достаточно свободном и не стесненном для работы месте, с температурой в зимнее время не ниже 0°C.

3.5. Счетчики электрической энергии не разрешается устанавливать в помещениях, где температура может часто превышать  $+40^{\circ}\text{C}$ , а также в помещениях с агрессивными средами. Допускается размещение счетчиков в неотапливаемых помещениях и коридорах распределительных устройств 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  $+20^{\circ}\text{C}$  (ПУЭ п. 1.5.27).

3.6. Счетчики электрической энергии должны устанавливаться в шкафах, на панелях, щитах, камерах комплектных распределительных устройствах (КРУ, КРУН), в нишах, на стенах, имеющих жесткую конструкцию.

Допускается крепление счетчиков на деревянных, пластмассовых или металлических щитках. 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).

3.7. В местах, где имеется опасность механических повреждений счетчиков или их загрязнения, или в местах, доступных для посторонних лиц (проходы, лестничные клетки и т.п.), для счетчиков должен предусматриваться запирающийся шкаф с окошком на уровне циферблата. Аналогичные шкафы должны устанавливаться также для совместного размещения счетчиков и трансформаторов тока при выполнении учета на стороне низшего напряжения (на вводе у потребителей) (ПУЭ п. 1.5.30).

3.8. 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. Конструкция его крепления должна обеспечивать возможность установки и съема счетчика с лицевой стороны (ПУЭ п. 1.5.31).

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

#### 4. Требования к измерительным трансформаторам тока

4.1. Применяемые трансформаторы тока, должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015.

4.2. Типы измерительных трансформаторов должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в государственный реестр средств измерений.

4.3. Класс точности измерительных трансформаторов тока - не хуже 0,5 (ОПФРРЭЭ п.139). Рекомендуется использовать трансформаторы тока класса точности – 0,5S.

4.4. Измерительные трансформаторы, должны быть установлены в каждой фазе. Не допускается применение промежуточных трансформаторов тока.

4.5. Трансформаторы тока, используемые для присоединения счетчиков должны устанавливаться после коммутационных аппаратов по направлению потока мощности (ПУЭ п. 1.5.36).

4.6. Нагрузка измерительных трансформаторов, должна соответствовать требованиям эксплуатационных режимов для своего класса точности. Во всех эксплуатационных режимах не допускается перегрузка измерительных трансформаторов. Значения номинального вторичного тока должны быть увязаны с номинальными токами приборов учета. Допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5% (ПУЭ п. 1.5.17).

4.7. Измерительные трансформаторы, должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

4.8. Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики, вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов тока должны иметь постоянные заземления. Заземление во вторичных цепях трансформаторов тока следует предусматривать на зажимах трансформаторов тока (ПУЭ п.3.4.23).

4.9. Не допускается подключение цепей релейной защиты и сигнализации к измерительной обмотке трансформаторов тока, используемой в цепях расчетного учета.

4.10. Выбор места и способа установки должен обеспечивать возможность визуального считывания с таблички (табличек) трансформаторов тока всех данных, указанных в соответствии с ГОСТ 7746-2015. Выводы измерительных трансформаторов, используемые в цепях расчетного учета,

должны быть защищены от несанкционированного доступа (должна быть обеспечена возможность опломбирования) (ПТЭЭП п.2.11.18).

4.11. Трансформаторы тока должны 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 трансформаторов тока с протоколами поверки (клеймо, оттиск, пломба) (ПТЭЭП 2.11.11).

## 5. Требования к вторичным цепям

5.1. Схемы включения счетчиков электроэнергии должны соответствовать схемам, приведенным производителем в паспортах на счетчики электроэнергии.

5.2. Электросчетчик должен быть подключен к измерительным обмоткам трансформатора тока отдельным кабелем.

5.3. Для косвенной схемы подключения прибора учета (через трансформаторы тока) 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).

5.4. Вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа. Присоединение токовых обмоток счетчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока следует проводить отдельно, от цепей защиты и электроизмерительных приборов (ПУЭ п. 1.5.18).

5.5. Установка промежуточных клеммных колодок не допускается.

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

5.7. 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).

5.8. При косвенном включении счетчика, жилы кабелей для присоединения под винт должны иметь сечения для токовых цепей 2,5 мм<sup>2</sup> для меди (ПУЭ п.3.4.4). Рекомендуется в качестве проводника вторичных цепей к трансформаторам тока применять кабель с изоляцией жил разного цвета.

5.9. Монтаж цепей 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).

5.10. Места присоединения цепей напряжения счетчика к токоведущим частям сети должны быть изолированы от без контрольного отсоединения. (ПТЭЭП п.2.11.18).

## б. Требования к вводным устройствам и к коммутационным аппаратам

б.1. Для безопасной установки и замены счетчиков должна предусматриваться возможность отключения счетчика установленными до него на расстоянии не более 10 м коммутационным аппаратом или предохранителями. Снятие напряжения должно предусматриваться со всех фаз, присоединяемых к счетчику (ПУЭ п. 1.5.36.).

б.2. Должна обеспечиваться возможность полного визуального осмотра вводных устройств кабельных линий, а также вводных доучетных электропроводок оборудования для выявления доучетного

подключения электроприемников. Места возможного доучетного подключения должны быть изолированы путем пломбировки камер, ячеек, шкафов и др. (ПТЭЭП п.2.11.18).

6.3. Заземление (зануление) счетчиков и трансформаторов тока должно выполняться в соответствии с требованиями гл. 1.7 ПУЭ. При этом заземляющие и нулевые защитные проводники от счетчиков и трансформаторов тока напряжением до 1 кВ до ближайшей сборки зажимов должны быть медными.

6.4. Установку аппаратуры автоматического включения резерва, охранно-пожарной сигнализации и другой автоматики предусматривать после места установки прибора учета.

## 7. Порядок допуска прибора учета электроэнергии в эксплуатацию

7.1. Обязанность по обеспечению оснащения энергопринимающих устройств, приборами учета, а также по обеспечению допуска установленных приборов учета в эксплуатацию возлагается на собственника энергопринимающих устройств потребителей.

7.2. Потребитель, имеющий намерение установить прибор учета, либо заменить ранее установленный прибор учета, обязан направить письменный запрос о согласовании места установки прибора учета, схемы подключения, а также метрологических характеристик прибора в адрес предприятия «Энергосбыт» АО «НТЭК» или в адрес МУП «КОС» (ОПФРРЭЭ п.148).

7.3. МУП «КОС» в течение 15 рабочих дней со дня получения запроса от потребителя и 12 рабочих дней со дня получения запроса от предприятия «Энергосбыт» АО «НТЭК», осуществляет согласование мест установки прибора учета, схемы подключения прибора учета, а также метрологических характеристик.

7.4. МУП «КОС» вправе отказать в согласовании мест установки, схемы подключения и метрологических характеристик приборов учета в следующих случаях:

- отсутствие технической возможности осуществления установки прибора учета в отношении указанных в запросе энергопринимающих устройств на объектах электросетевого хозяйства сетевой организации;

- несоответствие предложенных собственником в запросе мест установки, схем подключения и (или) метрологических характеристик приборов учета требованиям законодательства Российской Федерации.

7.5. Потребитель должен либо заключить договор с МУП «КОС» на установку прибора учета, либо при установке прибора своими силами направить письменную заявку в МУП «КОС», на допуск в энергоустановку командированного электротехнического персонала, для выполнения работ по монтажу прибора учета. Допуск установленного прибора учета в эксплуатацию должен быть осуществлен не позднее месяца, следующего за датой его установки (ОПФРРЭЭ п.152).

7.6. Потребитель, в отношении которого установлен прибор учета, обязан получить допуск прибора учета в эксплуатацию, для чего он должен направить письменную заявку (установленной формы) на осуществление допуска в эксплуатацию прибора учета в адрес предприятия «Энергосбыт» АО «НТЭК» или в адрес МУП «КОС» (ОПФРРЭЭ п.153).

7.7. Дата и время проведения процедуры допуска прибора учета в эксплуатацию, не могут быть ранее 5 рабочих дней и позднее 15 рабочих дней со дня направления заявки. (ОПФРРЭЭ п.153).

По окончании процедуры допуска составляется акт допуска прибора учета в эксплуатацию.

## 8. Ответственность

8.1. Обязанность по обеспечению эксплуатации установленного и допущенного в эксплуатацию прибора учета, сохранности и целостности прибора учета, а также пломб и (или) знаков визуального контроля, снятию и хранению его показаний, своевременной замене возлагается на собственника такого прибора учета. При этом под эксплуатацией прибора учета понимается выполнение действий, обеспечивающих функционирование прибора учета в соответствии с его назначением на всей стадии его жизненного цикла со дня допуска его в эксплуатацию до его выхода из строя, включающих в том числе осмотры прибора учета, техническое обслуживание (при необходимости) и проведение своевременной поверки.

8.2. В случае если собственник прибора учета, не является собственником энергопринимающих устройств (потребителем) в границах балансовой принадлежности которого такой прибор учета был установлен и допущен к эксплуатации, то, если иное не установлено соглашением между указанными собственниками:

- потребитель в границах балансовой принадлежности которого установлен прибор учета, несет обязанность по обеспечению сохранности и целостности прибора учета, а также пломб и (или) знаков

визуального контроля, по снятию, хранению и предоставлению его показаний, по своевременному информированию собственника прибора учета о его выходе из строя (его утрате или неисправности), а также по возобновлению учета электрической энергии в отношении таких энергопринимающих устройств путем установки нового прибора учета в случае выхода из строя ранее установленного прибора учета;

– собственник прибора учета несет обязанность по обеспечению эксплуатации такого прибора учета, а также по проверке измерительных трансформаторов тока (ОПФРРЭЭ п.145).

8.3. Если прибор учета, собственником которого является потребитель установлен и допущен в эксплуатацию в границах балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, то нее возлагается обязанность по обеспечению сохранности и целостности прибора учета, а также пломб и (или) знаков визуального контроля, по снятию, хранению и предоставлению его показаний лицам, определенным в соглашении с собственником прибора учета, или по обеспечению допуска собственника прибора учета к прибору учета для снятия его показаний, по своевременному информированию собственника прибора учета о его выходе из строя (его утрате или неисправности). При этом собственник прибора учета несет обязанность по обеспечению эксплуатации такого прибора учета, по проверке измерительных трансформаторов, а также по замене такого прибора в случае его выхода из строя. В случае если собственник прибора учета отличается от собственника измерительного трансформатора, то обязанность по обеспечению проверки измерительного трансформатора несет его собственник (ОПФРРЭЭ п.145).

8.4. В случае неисправности, утраты или истечения срока межповерочного интервала расчетного прибора учета, либо его демонтажа в связи с проверкой, ремонтом или заменой определение объема потребления электрической энергии осуществляется в порядке, установленном требованиями п.166 ОПФРРЭЭ.