|  |  |
| --- | --- |
| **ПРЕДСТАВЛЯЮ НА УТВЕРЖДЕНИЕ**  Начальник департамента  транспорта электроэнергии  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_С.В. Куропаткин  «\_\_\_\_» февраля 2015 г. | **УТВЕРЖДАЮ**  Главный энергетик  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_В.А. Агапов  «\_\_\_\_» февраля 2018 г. |

**ПОЛОЖЕНИЕ**

**ООО «ПСК» О ЕДИНОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ**

**В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ**

1. **Система учета электрической энергии**

Целью Единой технической политики в области автоматизации учета электроэнергии (мощности) является формирование единых подходов к созданию систем коммерческого (контрольного) и технического учета электроэнергии оптового рынка в электросетевом комплексе (автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (далее по тексту – АИИС КУЭ) и созданию систем коммерческого (контрольного) и технического учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных розничного рынка в распределительном электросетевом комплексе.

**Системы учета электроэнергии предназначены для:**

Своевременного и надежного обеспечения всех участников рынка электроэнергии достоверной и легитимной информацией о фактическом движении товарной продукции (электроэнергии и мощности), необходимой для функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии.

Получение технико-экономического эффекта за счет:

1. сбора достоверных данных для формирования технико-экономических показателей;
2. ведения баланса по энергообъектам;
3. снижения потерь электроэнергии в электросетевом комплексе;
4. контроля выполнения условий договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям и оказания услуг по передаче электрической энергии.

Для достижения поставленных целей должны быть решены следующие задачи:

1. организация коммерческого (контрольного) учета электрической энергии;
2. организация технического учета электрической энергии;
3. автоматизация коммерческого и технического учета электроэнергии.

Системы учета электрической энергии должны включать в себя или обеспечивать интеграцию со средствами защиты от несанкционированного доступа, в том числе идентификацию, аутентификацию и авторизацию персонала при доступе к системе, мониторинга действий персонала, средствами антивирусной защиты и средствами контроля целостности программно-аппаратной части.

Системы учета электроэнергии должны создаваться как территориально-распределенные многоуровневые измерительно-информационные системы с централизованным управлением и единым центром сбора, обработки, хранения и передачи данных измерений электроэнергии с распределенной функцией выполнения измерений электроэнергии.

Системы учета должны охватывать все точки коммерческого (расчетного и контрольного) и технического учета активной и реактивной электроэнергии и мощности с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

Метрологическое обеспечение средств измерений, являющихся компонентами измерительных каналов АИИС и АИИС КУЭ, субъектов оптового рынка электроэнергии и систем учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных субъектов розничного рынка, в целом должно соответствовать положениям раздела «Метрологическое обеспечение».

Межповерочный интервал приборов учета электрической энергии должен быть не менее 10 лет.

АИИС КУЭ на присоединениях, входящих в состав сечений поставки на оптовом рынке электроэнергии и мощности (далее по тексту – ОРЭМ) должна соответствовать действующим требованиям к АИИС КУЭ ОРЭМ предъявляемым НП «Совет рынка» и другим нормативно-техническим документам (далее по тексту – НТД) и нормативным правовым актам (далее по тексту – НПА), действующим в сфере регулирования коммерческого учета на ОРЭМ.

Системы учета электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе (розничный рынок) должны соответствовать правилам функционирования розничных рынков электрической энергии, требованиям НТД и НПА.

**Основные принципы организации учета электроэнергии в электросетевом комплексе:**

Система учета электроэнергии представляет собой совокупность – измерительно-информационных комплексов (далее по тексту – ИИК) учета электроэнергии, состоящих из приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также вторичных измерительных цепей. Кроме того, в состав измерительно-информационного комплекса учета электрической энергии в качестве компонентов могут входить нагрузочные устройства во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения. При организации автоматизированного сбора данных с ИИК могут применяться информационно-вычислительные комплексы электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ) – устройство сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) или промконтроллеры, технические средства приёма-передачи данных – (каналообразующая аппаратура), информационно-вычислительные комплексы (далее по тексту – ИВК), система обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). УСПД, при размещении в электроустановках, должны быть выполнены в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

Допускается организация автоматизированного сбора данных без применения ИВКЭ в соответствии с проектным решением.

При определении типов каналов связи в каждом конкретном случае следует исходить из территориального расположения субъектов и объектов учета и максимального использования собственных телекоммуникационных связей. Каналы связи, предназначенные для передачи информации, должны обеспечивать устойчивые соединения между устройствами различных уровней автоматизированных систем Использование сотовой мобильной связи допускается в качестве основного канала связи только в случаях отсутствия других каналов связи обеспечивающих устойчивое соединение.

На присоединениях трансформаторных подстанций (далее по тексту – ТП) 6-10/0,4 кВ, зарегистрированных на ОРЭМ, при условии, что измеряемый ток на присоединении не превышает 60 А, а присоединяемая мощность не более 25 кВт, допускается применять приборы учета электрической энергии прямого включения, то есть включенные в сеть без измерительных трансформаторов. При этом выполнение измерений допускается выполнять с помощью средств измерений, не включенных в АИИС КУЭ, и обеспечивающих учет электрической энергии суммарно на определенный момент времени с применением типовых суточных графиков нагрузки.

Система учета электроэнергии на подстанции (далее по тексту – ПС) должна иметь возможность интеграции с автоматизированной системой управления (далее по тексту – АСУ) ТП в части получения из АСУ ТП о состоянии положений выключателей и разъединителей (при использовании данной информации для расчета учетных показателей), передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов АИИС КУЭ (УСПД, приборов учета электрической энергии, каналообразующей аппаратуры), иметь возможность интеграции с другими системами Общества, необходимыми для его функционирования. Система должна обладать средствами защиты от несанкционированного доступа на программном и аппаратном уровне. Эксплуатационная документация на компоненты системы и все оборудование в т.ч. меню, надписи и выводимые сообщения на приборах учета и УСПД должны быть на русском языке (в том числе конфигурирование, настройки и оповещения). Защита технических средств системы от воздействия внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания должна быть достаточной для эффективного выполнения техническими средствами своего назначения при функционировании системы.

**Для трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ.**

Система учета электроэнергии, на уровне ТП 6,10 кВ, формируется из ИИК, оснащаемых средствами передачи данных (посредством сети мобильной связи, организации радиоканала, PLC – технологий, RS-485 и т.д.).

Для защиты приборов учета электрической энергии и коммутационного оборудования от механических воздействий и несанкционированного доступа рекомендуется их размещение в шкафах. Шкафы монтируются с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудуются техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования.

При прохождении границы балансовой принадлежности (ГБП) на стороне ВН ТП потребителя для организации учета рекомендуется применять высоковольтные пункты учета.

**Система учета на ВЛ 6–10 кВ и выше.**

Система учета электроэнергии на участке «Линия-Потребитель» (отпайка) на уровне распределительного пункта (далее по тексту – РП) формируется из ИИК, оснащаемых средствами передачи данных (посредством сети мобильной связи, организации радиоканала, PLC – технологий, RS-485 и т.д.).

Для организации учета на воздушной линии электропередач (далее по тексту – ВЛ) применяются высоковольтные пункты учета.

При организации точки учета на РП, для защиты приборов учета электрической энергии и коммутационного оборудования от механических воздействий и несанкционированного доступа рекомендуется их размещение в шкафах. Шкафы монтируются с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудуются техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования.

В случае прохождения границы балансовой принадлежности по ПС, ТП, распределительному устройству (далее по тексту – РУ) потребителя учет электроэнергии организуется с использованием выносных (в том числе высоковольтных) пунктов коммерческого учета.

В случае отсутствия технической возможности и (или) экономической целесообразности установки средств измерения на границе балансовой принадлежности, допускается их временная установка в иных точках сети, при условии их наименьшей удаленности от границы балансовой принадлежности.

Контрольные средства учета электрической энергии должны устанавливаться на ПС, РП, если расчетный прибор учета расположен на границе балансовой принадлежности, проходящей по стороне потребителя.

**Вводы в многоквартирные дома и офисные здания.**

Для многоквартирных домов необходимо в обязательном порядке оснастить вводные распределительные устройства (далее по тексту – ВРУ) учетом электроэнергии (в том числе с использованием выносных пунктов коммерческого учета), при этом устанавливаемый прибор учета электрической энергии должен иметь возможность организации автоматизированного сбора учетных данных.

Выносной пункт учета в общем случае состоит из средства учета, коммутационного и оборудования связи, а также при необходимости оборудования для формирования сигналов управления нагрузкой потребителя.

Для защиты средств измерений и коммутационного оборудования от механических воздействий и несанкционированного доступа рекомендуется их размещение в шкафах, монтируемых с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудуются техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования.

Если внутридомовые сети многоквартирного дома находятся на балансе сетевой компании, то расчетный учет организуется в точках поставки электроэнергии потребителям. Для обеспечения технического учета вводы в многоквартирный дом оснащаются приборами учета электрической энергии, устанавливаемыми в ВРУ 0,4 кВ жилого дома.

При наличии в жилом многоквартирном доме нежилых помещений, обеспечивается раздельный учет потребляемой электроэнергии для таких помещений.

**ВРУ частных домовладений и юридических лиц 0,4 кВ.**

Система учета электроэнергии для юридических лиц и частных домовладений, подключенных к сети 0,4 кВ, формируется из ИИК, оснащаемых средствами передачи данных (через сети мобильной связи, радиоканалы, PLC – технологии, RS-485 и т.д.), допускается применение приборов учета электрической энергии, оборудованных удаленным (выносным) дисплеем для отображения информации.

Для граждан-потребителей электрической энергии, проживающих в частных домовладениях, средства измерения устанавливаются на границе балансовой принадлежности за территорией жилого помещения, на вводе в дом, с применением выносных пунктов учета.

Для потребителей юридических лиц электрической энергии средства измерения устанавливаются на границе балансовой принадлежности, с применением выносных пунктов учета.

**Для бытовых потребителей многоквартирных жилых домов.**

При установке/замене средств измерений у бытовых потребителей должен быть организован автоматизированный сбор данных приборов учета:

При новом строительстве – на границе балансовой принадлежности с монтажом вводных проводов и вводно-распределительных устройств, с помощью которых обеспечивается защита от несанкционированного доступа к средствам измерений и неизолированным токоведущим частям электроустановки, расположенным до средств измерений.

При модернизации систем учета – вынесение средств измерений за территорию жилых помещений (частных домовладений) на границу балансовой принадлежности, в том числе с применением выносных пунктов учета электроэнергии.

При замене приборов учета электрической энергии внутри помещений – применение измерительных комплексов учета электроэнергии, обеспечивающих измерение, доступ к средствам измерений уполномоченным лицам, а также возможность организации управления нагрузкой потребителей.

**Технический учет в распределительных сетях.**

На объектах распределительного электросетевого комплекса технический учет активной и реактивной электроэнергии необходимо организовать на ПС 35, 110 кВ на вводах среднего и низшего напряжений силовых трансформаторов, на каждой отходящей линии электропередачи  
6-10 кВ и выше. Кроме того, в зависимости от топологии сети, с целью балансирования участков распределительной сети необходимо организовать учет на присоединениях ТП, распределительных трансформаторных подстанций (далее по тексту – РТП), РП и т.д.

**Трансформаторы собственных нужд.**

На трансформаторах собственных нужд (далее по тексту – ТСН) устанавливаются средства учета электроэнергии, соответствующие требованиям, предъявляемым к коммерческому учету электрической энергии.

Учет должен быть организован со стороны ВН ТСН. В случае отсутствия технической возможности и (или) экономической целесообразности установки средств измерения на стороне ВН ТСН, допускается их установка со стороны низшего напряжения (далее по тексту – НН) ТСН с применением функции дорасчета технических потерь электрической энергии.

1. **Метрологическое обеспечение**

Целью метрологического обеспечения производства является обеспечение единства и требуемой точности измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии (контроль режимов и параметров сети, качества электрической энергии, учет энергоресурсов, мониторинг и диагностика состояния оборудования и т.д.) в соответствии с действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Метрологическое обеспечение производства осуществляется на всех этапах жизненного цикла объектов электросетевого комплекса (проектирование, ввод в эксплуатацию, постоянная эксплуатация).

**Приоритетными направлениями технической политики в области метрологического обеспечения являются:**

1. организация приведения отраслевой нормативной документации и стандартов организации в области метрологического обеспечения в соответствие требованиям законодательства РФ и изменившейся структуре отрасли;
2. внедрение современных методов и средств измерений, автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, оснащения метрологических лабораторий современными установками для калибровки/поверки средств измерений и эталонными средствами, необходимой вычислительной техникой, транспортными средствами;
3. внедрение новейших средств измерений, основанных на инновационных технологиях и методах измерений, обеспечивающих высокую точность измерений в широком диапазоне изменения параметров, стабильность метрологических характеристик в течение всего срока службы, увеличенный интервал периодического метрологического контроля;
4. планирование организации метрологического обеспечения с повышенной точностью для инновационных типов нового оборудования;
5. разработка стандартов организации по созданию системы метрологического обеспечения на всех этапах, начиная с планирования работ до выборочного контроля качества их выполнения;
6. проведение аккредитации на техническую компетентность подразделений метрологической службы (исполнительного аппарата и филиалов);
7. создание автоматизированной системы учета за состоянием, метрологическим обеспечением и техническим обслуживанием средств измерений, переход на электронные паспорта по средствам измерений в электросетевом комплексе.

**Требования к измерениям:**

1. измерения должны выполняться в соответствии с нормами точности измерения конкретного измеряемого параметра согласно действующим государственным и отраслевым нормативным требованиям по обеспечению единства измерений;
2. измерения (за исключением прямых измерений) должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерений.

**Требования к средствам измерений (далее по тексту – СИ):**

1. СИ должны быть утвержденного типа (зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений – Сведения об утвержденных типах СИ), допущены к применению в РФ и находиться в исправном состоянии;
2. метрологические характеристики СИ должны соответствовать нормам точности измерения конкретного измеряемого параметра согласно действующим государственным и отраслевым нормативным требованиям по обеспечению единства измерений;
3. вновь устанавливаемые (при аварийной или плановой замене) СИ должны быть аттестованы на соответствие требованиям Общества;
4. СИ должны быть поверены (калиброваны) в установленном порядке и иметь действующие свидетельство (сертификат) и/или знак о поверке/калибровки, запись в эксплуатационных документах на СИ;
5. все вновь закупаемые СИ должны быть поверены при выпуске из производства и иметь действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте СИ).

**Требования к информационно-измерительным системам (далее по тексту – ИС):**

1. ИС должны быть метрологически обеспечены на всех этапах жизненного цикла в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596;
2. типовые программно-технические комплексы, используемые для создания ИС, применяемых в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны быть утвержденного типа (зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений – Сведения об утвержденных типах СИ).

**Не допускается к применению:**

1. технические средства, не являющиеся СИ;
2. СИ неутвержденного типа (незарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений);
3. СИ с истекшим сроком периодического метрологического контроля (поверки/калибровки).

Мероприятия по совершенствованию парка СИ, имеющих сверхнормативный износ, реализуемые в рамках программы модернизации СИ по следующим направлениям:

1. полная модернизация СИ в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;
2. модернизация СИ, используемых для мониторинга технологических параметров оборудования и сети.

Приоритетом является замена изношенных СИ на многофункциональные СИ нового поколения (цифровые, имеющие возможность передачи сигнала на расстояние) с увеличенным межкалибровочным / межповерочным интервалом.

Инженер по эксплуатации АИИС КУЭ Д.С. Афанасьев