

Приложение №1 к Приказу ООО «ОРЭС»
от 20.06.2022 №19/1

**ЕДИНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ СТАНДАРТ
создания и сопровождения интеллектуальных и
автоматизированных систем
учета электрической энергии предприятиями группы
компаний ОРЭС**

утверждено в редакции от 20.06.2022 г. (Приказ от 20.06.2022 № 19/1)

Владимир, 2022 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| 1. Введение | 4 |
| 2. Перечень определений и принятых сокращений..... | 5 |
| 2.1. Перечень определений..... | 5 |
| 2.2. Перечень принятых сокращений | 9 |
| 3. Общие положения | 10 |
| 3.1. Область применения | 10 |
| 3.2. Нормативные ссылки..... | 10 |
| 3.3. Схема единого технологического процесса взаимодействия взаимозависимых лиц группы компаний ОРЭС в процессе создания и сопровождения интеллектуальных и автоматизированных систем учета электрической энергии. | 13 |
| 4. Требования к приборам учета электрической энергии и компонентам измерительных комплексов | 15 |
| 4.1. Требования к приборам учета электрической энергии | 15 |
| 4.2. Требования к устройствам сбора и передачи данных, базовых станций (ИВКЭ) | 19 |
| 4.3. Требования к трансформаторам тока и напряжения | 20 |
| 4.4. Требования к вторичным цепям | 21 |
| 5. Иерархическая структура системы учета электрической энергии | 22 |
| 6. Требования к составу и содержанию документации по системе учета электрической энергии..... | 22 |
| 7. Требования к метрологическому обеспечению системы учета | 23 |
| 8. Требования к эксплуатационному персоналу | 23 |
| 9. Регламент наладки системы учета | 25 |
| 10. Регламент взаимодействия предприятий группы компаний ОРЭС при создании и администрировании систем учета электрической энергии | 26 |
| 10.1. Планирование приобретения средств измерений, а также прочего оборудования и программного обеспечения, необходимого для обеспечения работы системы учета электрической энергии..... | 26 |
| 10.2. Порядок внесения изменений в перечень средств измерений | 27 |
| 10.3. Планирование приобретения программного и аппаратного обеспечения, необходимого для обеспечения функционирования системы учета электрической энергии | 28 |
| 10.4. Порядок формирования плана потребности на приобретение средств измерения | 28 |
| 10.5. Порядок согласования плана потребности Администратором систем учета электрической энергии..... | 29 |
| 10.6. Взаимодействие Общества и Администратора при осуществлении закупки оборудования, используемого для целей учета электрической энергии | 29 |
| 10.7. Взаимодействие Общества и Администратора при установке компонентов системы учета | 29 |
| 10.8. Взаимодействие Общества и Администратора при снятии показаний, выполнения службами, отвечающими за формирование полезного отпуска, своих функций | 30 |
| 10.9. Взаимодействие Общества и Администратора при введении ограничения режима потребления электрической энергии | 30 |

| | | |
|--------|--|----|
| 10.10. | Взаимодействие Общества и Администратора при обнаружении факта выхода из строя приборов учета, компонентов ИИК | 31 |
| 10.11. | Взаимодействие Общества и Администратора при выводе из эксплуатации прибора учета. | 31 |
| 10.12. | Создание и настройка ролевой модели доступа к системе учета электрической энергии | 32 |
| 10.13. | Взаимодействие Общества и Администратора в части обеспечения работы личного кабинета потребителя | 32 |
| 10.14. | Взаимодействие Общества и Администратора в части отчетности | 32 |
| 10.15. | Система учета заявок | 33 |
| 11. | Вывод систем учета из эксплуатации | 33 |
| 12. | Утилизация оборудования системы учета электрической энергии | 34 |

1. ВВЕДЕНИЕ

- 1.1. Единый технический стандарт создания и сопровождения интеллектуальных и автоматизированных систем учета электрической энергии предприятиями группы компаний ОРЭС (далее по тексту – Стандарт) разработан в соответствии с действующим законодательством и является документом, обязательным для применения в управляемых обществах ООО «ОРЭС», филиалах ООО «ОРЭС», осуществляющих деятельность по оказанию услуг по передаче электрической энергии.
- 1.2. Настоящий Стандарт дополняет Положение управляемых обществ ООО «ОРЭС» «О единой технической политике» (в соответствии с п.1.6. Положения) в части описания единого для группы компаний технологического процесса, связанного с проведением работ и оказанием услуг, обеспечивающих создание и сопровождение интеллектуальных и автоматизированных систем учета электрической энергии.
- 1.3. Настоящий Стандарт регламентирует:
 - перечень и характеристики технических средств, входящих в систему учета электрической энергии;
 - общие требования к компонентам, входящим в систему учета электрической энергии;
 - иерархическую структуру системы учета электрической энергии;
 - документарное обеспечение;
 - требования к персоналу;
 - порядок эксплуатации и технического обслуживания системы;
 - требования к безопасности;
 - порядок действий при отказах;
 - порядок вывода системы из эксплуатации и утилизации оборудования;
 - описание бизнес-процессов взаимодействия структурных подразделений Обществ, филиалов ООО «ОРЭС»;
 - описание бизнес-процессов взаимодействия сотрудников отдельных взаимозависимых Обществ в рамках заключенных договоров оказания услуг при создании и сопровождении интеллектуальных и автоматизированных систем учета электрической энергии.
- 1.4. Создание Стандарта вытекает из решения о необходимости централизации функции по администрированию систем учета электрической энергии и основанного на наличии у отдельно взятых взаимозависимых лиц собственного набора технических средств, устройств сбора и передачи данных, программного обеспечения, квалифицированного персонала, отсутствующих в полной мере у каждого отдельного лица, но в совокупности обеспечивающих хозяйственный и коммерческий смысл во взаимосвязанной деятельности таких организаций.
- 1.5. Взаимосвязанная деятельность предприятий группы компаний ОРЭС позволяет в рамках исполнения настоящего стандарта:
 - обеспечить исполнение требований Федерального закона от 26.03.2003 N 35-ФЗ "Об электроэнергетике" в части установки и эксплуатации интеллектуальных систем учета электрической энергии;
 - обеспечить квалифицированное администрирование систем учета, установленных до вступления в силу Федерального Закона от 27.12.2018 №522-ФЗ "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации";
 - предоставить потребителям доступ к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии согласно требованиям Постановления Правительства РФ от 19.06.2020 N 890 "О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)";
 - обеспечить работу личного кабинета потребителя в объеме, определенном Приказом Минэнерго России от 15.04.2014 N 186 "О Единых стандартах качества

обслуживания сетевыми организациями потребителей услуг сетевых организаций".

2. ПЕРЕЧЕНЬ ОПРЕДЕЛЕНИЙ И ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

2.1. Перечень определений

| | |
|--|---|
| Администрирование систем учета электрической энергии | Производственная деятельность, совмещающая функции управления бизнес-процессами, обеспечивающими установку, проверку работоспособности и демонтаж оборудования, применяемого для целей учета электрической энергии и организации каналов связи, функции постоянного сбора, систематизации данных транслируемых приборами учета электрической энергии и предоставления доступа к систематизированным данным для дальнейшего использования, функции администрирования программного обеспечения приборов учета, устройств сбора и передачи данных, связующих и вычислительных компонентов, программного обеспечения ответственного за обработку и представление больших массивов конфигурации и данных, функции предоставления доступа пользователей систем учета электрической энергии к такой информации и направленная на сохранение бесперебойной работы системы учета, целостности единого технологического процесса последовательного создания и управления интеллектуальными и автоматизированными системами технического и коммерческого учета электрической энергии (мощности). |
| Администратор системы учета электрической энергии | В рамках настоящего Стандарта – служба ООО «ОРЭС» (в лице руководителя, службы администрирования систем учета электрической энергии, либо лица его замещающего) оказывающая услуги по администрированию систем учета электрической энергии. |
| Владельцы объектов электросетевого хозяйства | Организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства. |
| Вспомогательный компонент измерительной системы (вспомогательный компонент ИС) | Техническое устройство (блок питания, система вентиляции, устройства, обеспечивающие удобство управления и эксплуатации ИС и т.п.), обеспечивающее нормальное функционирование ИС, но не участвующее непосредственно в измерительных преобразованиях. [ГОСТ Р 8.596-2002, статья 3.3.5]. |
| Вычислительный компонент измерительной системы (вычислительный компонент ИС) | Цифровое вычислительное устройство (или его часть) с программным обеспечением, выполняющее вычисления результатов прямых, косвенных, совместных или совокупных измерений (выражаемых числом или соответствующим ему кодом) по результатам первичных измерительных преобразований в ИС, а также логические операции и управление работой ИС. Примечание – В отдельных случаях вычислительный компонент может входить в состав измерительного компонента, метрологические характеристики которого нормированы с учетом программы, реализуемой вычислительным компонентом. [ГОСТ Р 8.596, статья 3.3.3] |
| Гарантирующий поставщик | См. Энергоснабжающая организация |
| Данные | Информация, представленная в формализованном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека или автоматическими средствами [ГОСТ 34.320-96, Приложение А]. |
| Единый технологический процесс | Совместная деятельность взаимозависимых организаций, выполняемая в соответствии с соответствующими стандартами (регламентами) организаций, утвержденными в установленном порядке, при этом каждое из взаимозависимых лиц выполняет отдельную функцию (выполняет работу, оказывает услугу), имеющую хозяйственный / коммерческий смысл только во взаимосвязанной деятельности таких организаций. |
| Жизненный цикл автоматизированной информационно- | Совокупность взаимосвязанных процессов создания и последовательного изменения состояния автоматизированной информационно-измерительной системы от формирования исходных требований до окончания ее эксплуатации. |

измерительной
системы

Защита информации Деятельность, направленная на предотвращение утечки защищаемой информации, несанкционированных и непреднамеренных воздействий на защищаемую информацию [ГОСТ Р 50922-2006, статья 2.1.1].

Защита информации от несанкционированного доступа Защита информации, направленная на предотвращение получения защищаемой информации заинтересованными субъектами с нарушением установленных нормативными и правовыми документами (актами) или обладателями информации прав или правил разграничения доступа к защищаемой информации.
Примечание: заинтересованными субъектами, осуществляющими несанкционированный доступ к защищаемой информации, могут быть: государство, юридическое лицо, группа физических лиц, в том числе общественная организация, отдельное физическое лицо [ГОСТ Р 50922-2006, статья 2.3.6].

Защищенность Свойство системы обеспечивать требуемый уровень безопасности.

Измерение Совокупность операций, выполняемых для определения количественного значения величины [Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»].

Измерительная система (ИС) Совокупность измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительные каналы, и вспомогательных устройств (компонентов измерительной системы), функционирующих как единое целое, предназначенная для: получения информации о состоянии объекта с помощью измерительных преобразований, в общем случае, множества изменяющихся во времени и распределенных в пространстве величин, характеризующих это состояние; машинной обработки результатов измерений; регистрации и индикации результатов измерений и результатов их машинной обработки; преобразования этих данных в выходные сигналы системы в разных целях.
Примечание: ИС обладают основными признаками средств измерений и являются их разновидностью [ГОСТ Р 8.596-2002, статья 3.1].

Измерительно-информационный комплекс точки измерений (ИИК) Функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии. Измерительно-информационный комплекс точки измерений является сложным измерительным каналом, представляющим собой совокупность нескольких простых измерительных каналов, сигналы с выхода которых используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.

Измерительный канал измерительной системы (ИК ИС) Конструктивно или функционально выделяемая часть ИС, выполняющая законченную функцию от восприятия измеряемой величины до получения результата ее измерений, выражаемого числом или соответствующим ему кодом, или до получения аналогового сигнала, один из параметров которого — функция измеряемой величины.

Измерительный компонент ИС Средство измерений, для которого отдельно нормированы метрологические характеристики, например, измерительный прибор, измерительный преобразователь (первичный, включая устройства для передачи воздействия измеряемой величины на чувствительный элемент; промежуточный, в том числе модуль аналогового ввода-вывода, измерительный коммутатор, искробезопасный барьер, аналоговый фильтр и т. п.), мера [ГОСТ Р 8.596-2002, статья 3.3.1].

Информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Комплексный компонент Конструктивно объединенная или территориально локализованная совокупность компонентов, составляющая часть ИС, завершающая, как правило, измерительные

| | |
|--|--|
| измерительной системы (комплексный компонент ИС, измерительно-вычислительный комплект) | преобразования, вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений и алгоритмами обработки результатов измерений в иных целях, а также выработки выходных сигналов системы [ГОСТ Р 8.596-2002, статья 3.3.4]. |
| Компонент ИС | Входящее в состав ИС техническое устройство, выполняющее одну из функций, предусмотренных процессом измерений. В соответствии с этими функциями компоненты подразделяют на измерительные, связующие, вычислительные, комплексные и вспомогательные [ГОСТ Р 8.596-2002, статья 3.3]. |
| Метрологическая характеристика средств измерений | Характеристика одного из свойств средства измерений, влияющая на результат измерений и его погрешность. Примечание: для каждого типа средств измерений устанавливают свои метрологические характеристики [РМГ 29-2013, статья 7.1]. |
| Надежность | Свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования. Примечания: 1. Слова «во времени» означают естественный ход времени, в течение которого имеет место применение, техническое обслуживание, хранение и транспортирование объекта, а не какой-либо конкретный интервал времени. 2. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, ремонтпригодность, восстанавливаемость, долговечность, сохраняемость, готовность или определенные сочетания этих свойств. 3. Требуемые функции и критерии их выполнения устанавливают в нормативной, конструкторской, проектной, контрактной или иной документации на объект. 4. Критерии выполнения требуемых функций могут быть установлены, например, заданием для каждой функции набора параметров, характеризующих способность ее выполнения, и допустимых пределов изменения значений этих параметров. В этом случае надежность можно определить, как свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих его способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [ГОСТ 27.002-2015, статья 3.1.5]. |
| Общество | Общество, независимо от организационно-правовой формы, являющееся взаимозависимым с ООО «ОРЭС», оказывающее услуги по передаче электрической энергии и имеющее договор на оказание услуг администрирования систем учета электрической энергии с ООО «ОРЭС». |
| Отказ | Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта. Примечания: 1. Отказ может быть полным или частичным. 2. Полный отказ характеризуется переходом объекта в неработоспособное состояние. Частичный отказ характеризуется переходом объекта в частично неработоспособное состояние [ГОСТ 27.002-2015, статья 3.4.1]. |
| Открытый ключ | Уникальная последовательность символов, доступная любому пользователю информационной системы, предназначенная для подтверждения с использованием средства ЭЦП подлинности электронной цифровой подписи в электронном документе. |
| Отчетный период | Промежуток времени, определяемый нормативными документами по бухгалтерскому учету, который включает происходившие на его протяжении или относящиеся к нему факты хозяйственной деятельности, отражаемые экономическим Участником в бухгалтерском учете и бухгалтерской отчетности – календарный месяц. |
| Присоединение | Электрическая цепь (оборудование и шины) одного назначения, наименования и напряжения, присоединенная к шинам распределительного устройства, генератора, щита, сборки и находящаяся в пределах электроустановки. |

| | |
|--|--|
| | <p>Электрические цепи разного напряжения одного силового трансформатора (независимо от числа обмоток), одного двухскоростного электродвигателя считаются одним присоединением. В схемах многоугольников, полуторных и т.п. схемах к присоединению линии, трансформатора относятся все коммутационные аппараты и шины, посредством которых эта линия или трансформатор присоединены к шинам распределительного устройства [Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда России № 903н от 15.12.2020].</p> |
| Поверка средства измерений | Совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения соответствия средств измерений метрологическим требованиям. |
| Связующий компонент измерительной системы (связующий компонент ИС) | Техническое устройство или часть окружающей среды, предназначенное или используемое для передачи с минимально возможными искажениями сигналов, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента ИС к другому (проводная линия связи, радиоканал, телефонная линия связи, высоковольтная линия электропередачи с соответствующей каналобразующей аппаратурой, а также переходные устройства – клеммные колодки, кабельные разъемы и т.п.) [ГОСТ Р 8.596-2002, статья 3.3.2]. |
| Секретный ключ | Уникальная последовательность символов, известная обладателю электронной цифровой подписи и предназначенная для создания им с использованием средства ЭЦП электронной цифровой подписи в электронных документах |
| Система учета электрической энергии | Иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в автоматизированную систему управления коммерческим учетом. |
| Система коммерческого учета | Система взаимосвязанных отношений, технических и программных средств для осуществления процесса получения, хранения и отображения учетной информации об объемах произведенной (потребленной) электроэнергии (мощности) и ее качестве с целью проведения финансовых расчетов между субъектами рынков электроэнергии. |
| Средство измерений (СИ) | Техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени. |
| Средство электронной цифровой подписи (ЭЦП) | Средство криптографической защиты информации (СКЗИ), реализующее функции создания электронной цифровой подписи с использованием секретного ключа, подтверждения с использованием открытого ключа подлинности ЭЦП, создания секретных и открытых ключей |
| Точка измерений | Место расположения и подключения приборов коммерческого учета на элементе электрической сети, значение измерений количества электроэнергии в котором используется в целях коммерческого учета |
| Точка поставки | Место в электрической сети, используемое для определения объемов произведенной (потребленной) электрической энергии (мощности). |
| Точка учета | Место в электрической сети, используемое для формирования учетных показателей коммерческого учета. |
| Электронная подпись (ЭП, электронная цифровая подпись, | Информация в электронной форме, созданная с помощью ключа электронной подписи, которая присоединена к другой информации в электронной форме, или иным образом связана с такой информацией, и которая используется для определения лица, подписывающего информацию. |
| Электронный документооборот (ЭДО) | Электронное взаимодействие обществ, осуществляемое в установленном порядке путем передачи подписанных ЭП электронных документов. |

2.2. Перечень принятых сокращений

| | |
|-------------------------------------|--|
| АСКУЭ | Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии. |
| Система учета электрической энергии | Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии. |
| ВЛ | Воздушная линия. |
| ГСИ | Государственная система обеспечения единства измерений |
| ЗИП | Запасное имущество и принадлежности |
| ИВК | Информационно-вычислительный комплекс |
| ИВКЭ | Информационно-вычислительный комплекс электроустановки |
| ИИК | Измерительно-информационный комплекс |
| КЛ | Кабельная линия |
| НСД | Несанкционированный доступ |
| ПА | Параметр автоматизации |
| ПЗ | Параметр защищенности |
| ПН | Параметр надежности |
| ПФ | Параметр функциональности |
| ПО | Программное обеспечение |
| ПОН | Программа обеспечения надежности |
| ПУЭ | Правила устройства электроустановок |
| УСПД | Устройство сбора и передачи данных |
| ЦСМС | Центр стандартизации, метрологии и сертификации |
| ЭЦП | Электронная цифровая подпись |

3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1. Область применения

- 3.1.1. Настоящий стандарт устанавливает единые нормы и требования к организации эксплуатации и технического обслуживания систем учета электрической энергии потребителей всех классов напряжения.
- 3.1.2. Положения настоящего стандарта предназначены для применения предприятиями группы компаний ОРЭС, а также строительно-монтажными, наладочными, эксплуатационными и ремонтными организациями в случае привлечения таких организаций в качестве подрядных и выполнения такими организациями функций, определенных настоящим Стандартом.
- 3.1.3. Порядок применения настоящего стандарта субъектами хозяйственной деятельности на территории Российской Федерации, независимо от форм собственности, определен ГОСТ Р 1.4-2004.
- 3.1.4. Положения и нормы настоящего Стандарта подлежат обязательному соблюдению другими субъектами хозяйственной деятельности на территории Российской Федерации, в случае, если такое требование указано в договоре (контракте) на создание системы или ее компонентов.

3.2. Нормативные ссылки

- 3.2.1. При разработке настоящего Стандарта использованы следующие нормативно-технические документы:
 - 1) «Правила устройства электроустановок», (ПУЭ, изд. 6 и изд. 7, отдельные главы, 2002 г.);
 - 2) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», утв. Приказом Минэнерго РФ от 13.01.03 №6;
 - 3) ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования;
 - 4) ГОСТ 12.2.049-80. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования;
 - 5) ГОСТ 14254-2015. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP);
 - 6) ГОСТ 27.002-2015. Надежность в технике. Термины и определения;
 - 7) ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;
 - 8) ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
 - 9) ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
 - 10) ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
 - 11) ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
 - 12) ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;

- 13) ГОСТ 30805.22-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы испытаний;
- 14) ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия;
- 15) ГОСТ 8.217-2003. Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- 16) ГОСТ 8.216-2011. ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- 17) ГОСТ Р 8.563-2009. Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений;
- 18) ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
- 19) ГОСТ Р 52069.0-2013. Защита информации. Система стандартов. Основные положения;
- 20) ГОСТ Р 51275-2006. Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения;
- 21) РД 34.11.502-95. Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования;
- 22) РД 34.11.202-95. Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации;
- 23) СТО 70238424.27.100.078-2009. Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Условия создания. Нормы и требования;
- 24) РД 34.11.333-97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах;
- 25) РД 34.11.334-97. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений количества электрической мощности;
- 26) РД 34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования;
- 27) РД 34.11.202-95. Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации;
- 28) СТО 56947007-29.240.044-2010. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства;
- 29) РД 153-34.0-11.209-99. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности;
- 30) Приказ Минтруда России от 15.12.2020 №903н. Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- 31) РМГ 29-2013 Рекомендации по межгосударственной стандартизации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения;
- 32) МИ 222-80 Методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам компонентов;

- 33) МИ 2168-91 ГСИ ИИС. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов;
- 34) МИ 2439-97 ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля;
- 35) МИ 2440-97 ГСИ. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов;
- 36) МИ 3290-2010 ГСИ. Рекомендация по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа;
- 37) МИ 2539-99 ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки;
- 38) МИ 2808-2003 ГСИ. Количество электрической энергии. Методика выполнения измерений при распределении небалансов на оптовом рынке электрической энергии;
- 39) Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей, – М.: СПО Союзтехэнерго, 1979;
- 40) Санитарные правила СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» (Постановление Правительства Российской Федерации от 02 декабря 2020 г. № 40);
- 41) Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка;
- 42) Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования.

3.3. Схема единого технологического процесса взаимодействия взаимозависимых лиц группы компаний ОРЭС в процессе создания и сопровождения интеллектуальных и автоматизированных систем учета электрической энергии.

3.3.1. Функции Администратора системы учета электрической энергии.

- Участие в разработке и внедрение единого технического стандарта создания и сопровождения интеллектуальных и автоматизированных систем учета электрической энергии предприятиями группы компаний ОРЭС;
- Создание классификаторов типовой структуры справочников организаций и привязка каждой точки учета в соответствии с географической (город, микрорайон, улица, дом) и технологической (ПС, ТП, УСПД) структурой таких справочников.
- Ежедневный мониторинг и оценка текущего состояния работоспособности системы сбора данных.
- Поддержание бесперебойного исполнения процесса автоматизированного сбора данных.
- Обеспечение и сопровождение производственных связей с территориальными подразделениями служб учёта в Обществ, в том числе путём выдачи заданий на проверку, демонтаж, монтаж приборов учёта и приёмопередающего оборудования.
- Удалённое конфигурирование приборов учёта и приёмопередающего оборудования;
- Регулярный мониторинг и анализ производительности и эффективности работы системы сбора данных по нескольким параметрам;
- Обеспечение исходными информацией и данными личный кабинет абонентов, потребителей электроэнергии в рамках исполнения 522-ФЗ;
- Решение смежных задач, направленных на повышение собираемости услуг по передаче, в том числе:
 - анализ статистических данных о характерных графиках нагрузки за предыдущие периоды времени;
 - предоставление данных и осуществление расчётов многоуровневых балансов электроэнергии по энергообъектам различных классов и уровней напряжения, выполняемых по расписанию и/или сторонним запросам в ручном и автоматических режимах;
 - поддержание процессов информационного обмена между службами учёта Общества и Управляющей организации;
 - формирования соответствующих отчётов.

3.3.2. Функции служб предприятий группы компаний ОРЭС

- монтаж / демонтаж и эксплуатация интеллектуальных приборов учета, компонентов сбора и передачи данных;
- допуск приборов учета в эксплуатацию;
- проведение проверки ПУ на основании задания Администратора / пользователя системы учета;
- введение ограничения режима потребления, возобновление режима потребления, в т.ч. с использованием функций системы учета электрической энергии;
- просмотр показаний, и прочих данных с приборов учета в том числе для целей выверки БД и привязок приборов учета;
- выявление ошибок в БД, информирование Администратора;
- взаимодействие с потребителями по вопросам учета;
- проверка факта введения ограничения, возобновления режима потребления электрической энергии через запрос Администратору на удаленное отключение / включение ПУ.

3.3.3. Схемы единого технологического процесса создания и сопровождения интеллектуальных и автоматизированных систем учета электрической энергии предприятиями группы компаний ОРЭС



Рисунок 1. Зона ответственности за программное обеспечение, направления обмена данными

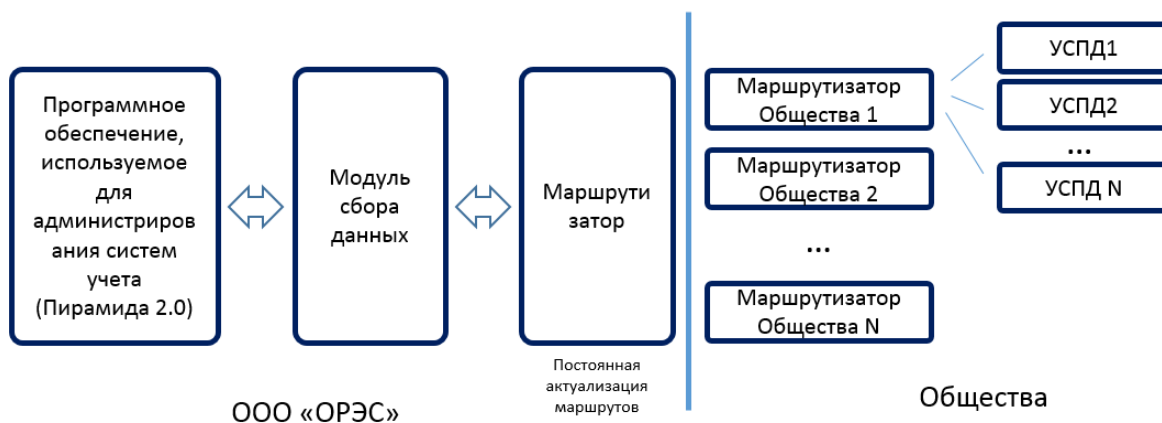


Рисунок 2. Схема работы с единственным модулем сбора данных на стороне ООО "ОРЭС"

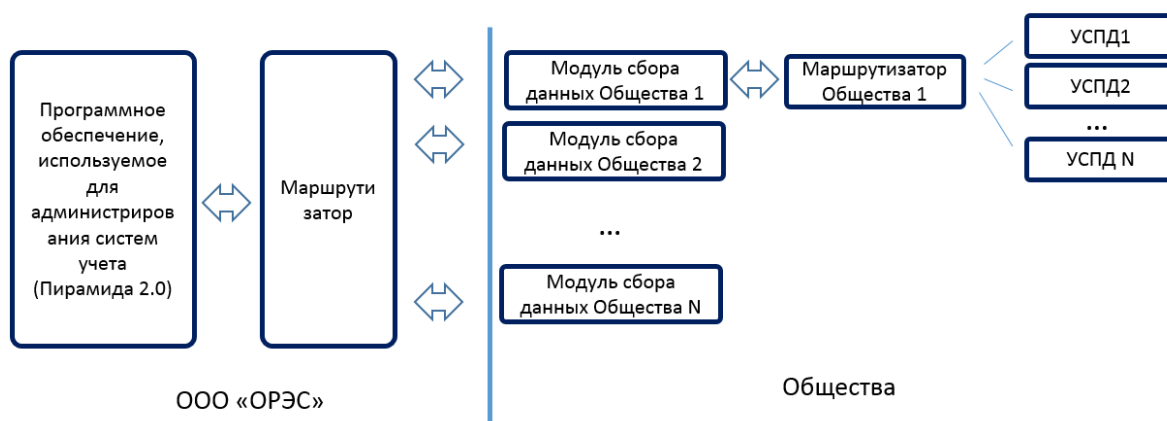


Рисунок 3. Схема работы с несколькими модулями сбора данных, размещенными в Обществах

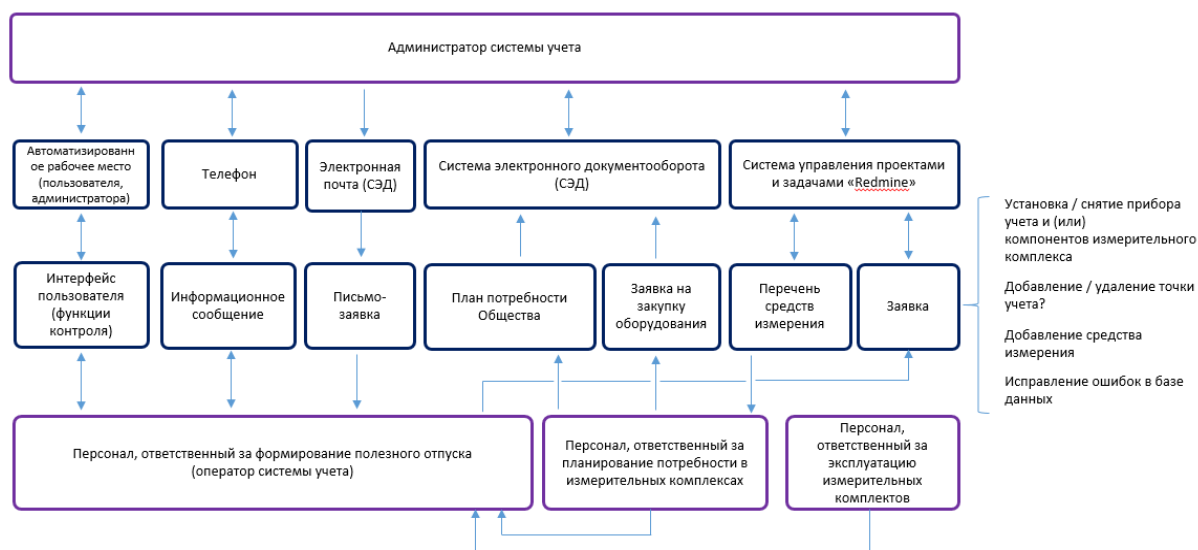


Рисунок 4. Средства взаимодействия Обществ в процессе оказания услуг

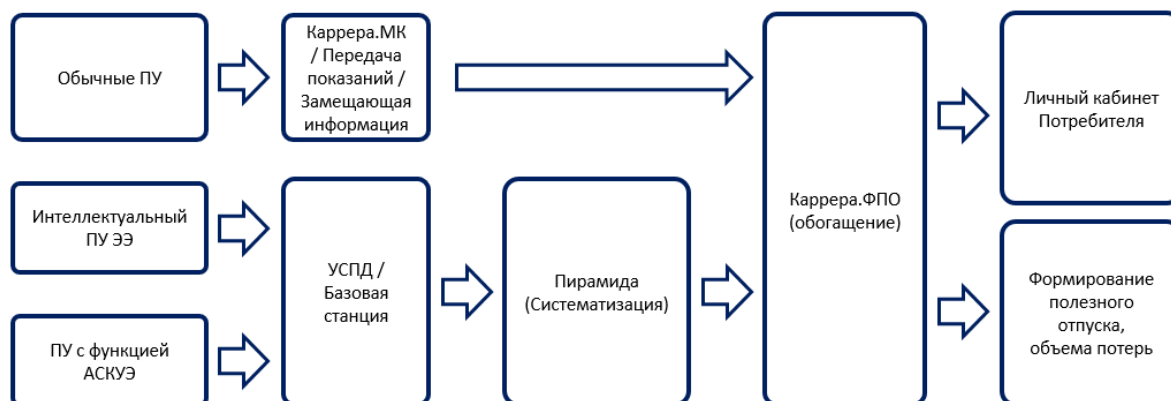


Рисунок 5. Маршрут передачи данных измерительных комплексов

4. ТРЕБОВАНИЯ К ПРИБОРАМ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И КОМПОНЕНТАМ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ

4.1. Требования к приборам учета электрической энергии

4.1.1. Прибор учета электрической энергии, который может быть присоединен к интеллектуальной системе учета, должен удовлетворять требованиям, предъявляемым законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений к средствам измерений, применяемым в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, и обеспечивать в точке учета:

- измерение активной и реактивной энергии в сетях переменного тока в двух направлениях с классом точности 1,0 и выше по активной энергии и 2,0 по реактивной энергии (0,5S и выше по активной энергии и 1,0 по реактивной энергии для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения) и установленным интервалом между поверками не менее 16 лет для однофазных приборов учета электрической энергии и не менее 10 лет для трехфазных приборов учета электрической энергии;

- б. возможность выполнения измерений с применением коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения (для приборов учета электрической энергии трансформаторного включения);
- в. ведение времени независимо от наличия напряжения в питающей сети с абсолютной погрешностью хода внутренних часов не более 5 секунд в сутки, а также с возможностью смены часового пояса;
- г. возможность синхронизации и коррекции времени с внешним источником сигналов точного времени;
- д. возможность учета активной и реактивной энергии с фиксацией на конец программируемых расчетных периодов и по не менее чем 4 программируемым тарифным зонам с не менее чем 4 диапазонами суммирования в каждом (далее - тарифное расписание);
- е. измерение и вычисление:
 - фазного напряжения в каждой фазе;
 - линейного напряжения (для трехфазных приборов учета электрической энергии);
 - фазного тока в каждой фазе;
 - активной, реактивной и полной мощности в каждой фазе и суммарной мощности;
 - значения тока в нулевом проводе (для однофазного прибора учета электрической энергии);
 - небаланса токов в фазном и нулевом проводах (для однофазного прибора учета электрической энергии);
 - частоты электрической сети;
- ж. нарушение индивидуальных параметров качества электроснабжения (погрешность измерения параметров должна соответствовать классу S или выше согласно ГОСТ 30804.4.30-2013);
- з. контроль наличия внешнего переменного и постоянного магнитного поля;
- и. отображение на встроенном и (или) выносном цифровом дисплее:
 - текущих даты и времени;
 - текущих значений потребленной электрической энергии суммарно и по тарифным зонам;
 - текущих значений активной и реактивной мощности, напряжения, тока и частоты;
 - значения потребленной электрической энергии на конец последнего программируемого расчетного периода суммарно и по тарифным зонам;
 - индикатора режима приема и отдачи электрической энергии;
 - индикатора факта нарушения индивидуальных параметров качества электроснабжения;
 - индикатора вскрытия электронных пломб на корпусе и клеммной крышке прибора учета электрической энергии;
 - индикатора факта события воздействия магнитных полей со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение) на элементы прибора учета электрической энергии;
 - индикатора неработоспособности прибора учета электрической энергии вследствие аппаратного или программного сбоя;
- к. отображение информации в единицах величин, допущенных к применению в Российской Федерации Положением о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 г. N 879 "Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации" (обозначение активной электрической энергии - в кВт·ч, реактивной - в кВАр·ч);

- л. индикацию функционирования (работоспособного состояния) на корпусе и выносном дисплее (при наличии выносного дисплея);
- м. наличие 2 интерфейсов связи для организации канала связи (оптического и иного другого), а в отношении приборов учета электрической энергии трансформаторного включения также по цифровому электрическому интерфейсу связи RS-485 или цифровому электрическому интерфейсу связи Ethernet;
- н. защиту прибора учета электрической энергии от несанкционированного доступа с помощью реализации в приборе учета:
 - идентификации и аутентификации;
 - контроля доступа;
 - контроля целостности;
 - регистрации событий безопасности в журнале событий;
- о. фиксирование несанкционированного доступа к прибору учета посредством энергонезависимой электронной пломбы, фиксирующей вскрытие клеммной крышки и вскрытие корпуса (для разборных корпусов);
- п. фиксацию воздействия постоянного или переменного магнитного поля с указанием даты и времени воздействия со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение);
- р. запись событий в отдельные выделенные сегменты энергонезависимой памяти прибора учета электрической энергии (с указанием даты и времени), результатов нарушения индивидуальных параметров качества электроснабжения - в отдельные выделенные сегменты энергонезависимой памяти прибора учета электрической энергии (далее соответственно - журнал событий, ведение журнала событий) в объеме не менее чем на 500 записей;
- с. ведение журнала событий, в котором должно фиксироваться следующее:
 - дата и время вскрытия клеммной крышки;
 - дата и время вскрытия корпуса прибора учета электрической энергии (для разборных корпусов);
 - дата, время и причина включения и отключения встроенного коммутационного аппарата;
 - дата и время последнего перепрограммирования;
 - дата, время, тип и параметры выполненной команды;
 - попытка доступа с неуспешной идентификацией и (или) аутентификацией;
 - попытка доступа с нарушением правил управления доступом;
 - попытка несанкционированного нарушения целостности программного обеспечения и параметров;
 - изменение направления перетока мощности (для однофазных и трехфазных приборов учета электрической энергии);
 - дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение) с визуализацией индикации;
 - факт связи с прибором учета электрической энергии, приведшей к изменению параметров конфигурации, режимов функционирования (в том числе введение полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии (управление нагрузкой);
 - дата и время отклонения напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
 - отсутствие или низкое напряжение при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (кроме однофазных и трехфазных приборов учета электрической энергии прямого включения);

- отсутствие напряжения либо значение напряжения ниже запрограммированного порога по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - инверсия фазы или нарушение чередования фаз (для трехфазных приборов учета электрической энергии);
 - превышение соотношения величин потребления активной и реактивной мощности;
 - небаланс тока в нулевом и фазном проводе (для однофазных приборов учета электрической энергии);
 - превышение заданного предела мощности;
- т. формирование по результатам автоматической самодиагностики обобщенного события или каждого факта события;
- у. изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени с фиксацией в журнале событий времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано значение;
- ф. возможность полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии, приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой) с использованием встроенного коммутационного аппарата, в том числе путем его фиксации в положении "отключено" непосредственно на приборе учета электрической энергии (кроме приборов учета электрической энергии трансформаторного включения), в следующих случаях:
- запрос интеллектуальной системы учета;
 - превышение заданных в приборе учета электрической энергии пределов параметров электрической сети;
 - превышение заданного в приборе учета электрической энергии предела электрической энергии (мощности);
 - несанкционированный доступ к прибору учета электрической энергии (вскрытие клеммной крышки, вскрытие корпуса (для разборных корпусов) и воздействие постоянным и переменным магнитным полем);
- х. возобновление подачи электрической энергии по запросу интеллектуальной системы учета, в том числе путем фиксации встроенного коммутационного аппарата в положении "включено" непосредственно на приборе учета электрической энергии;
- ц. хранение профиля принятой и отданной активной и реактивной энергии (мощности) с программируемым интервалом времени интегрирования от 1 минуты до 60 минут и периодом хранения не менее 90 суток (при времени интегрирования 30 минут);
- ч. хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета электрической энергии данных по принятой и отданной активной и реактивной энергии с нарастающим итогом на начало текущего расчетного периода и не менее 36 предыдущих программируемых расчетных периодов;
- ш. обеспечение энергонезависимого хранения журнала событий, выявление фактов изменения (искажения) информации, влияющих на информацию о количестве и иных параметрах электрической энергии, а также фактов изменения (искажения) программного обеспечения прибора учета электрической энергии;
- щ. возможность организации с использованием защищенных протоколов передачи данных из состава протоколов, утвержденных Министерством цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации по согласованию с Министерством энергетики Российской Федерации, информационного обмена с интеллектуальной системой учета, в том числе передачи показаний, предоставления информации о результатах измерения количества и иных параметров электрической энергии, передачи журналов

событий и данных о параметрах настройки, а также удаленного управления прибором учета электрической энергии, не влияющих на результаты выполняемых приборами учета электрической энергии измерений, включая:

- корректировку текущей даты и (или) времени, часового пояса;
- изменение тарифного расписания;
- программирование состава и последовательности вывода сообщений и измеряемых параметров на дисплей;
- программирование параметров фиксации индивидуальных параметров качества электроснабжения;
- программирование даты начала расчетного периода;
- программирование параметров срабатывания встроенных коммутационных аппаратов;
- изменение паролей доступа к параметрам;
- изменение ключей шифрования;
- управление встроенным коммутационным аппаратом путем его фиксации в положении "отключено" (кроме приборов учета электрической энергии трансформаторного включения);

ы. возможность передачи зарегистрированных событий в интеллектуальную систему учета по инициативе прибора учета электрической энергии в момент их возникновения и выбор их состава.

4.1.2. Вновь устанавливаемый прибор учета должен поддерживаться действующей версией программного обеспечения, обеспечивающей сбор информации измерительных комплексов и ведение базы данных.

4.1.3. Вновь устанавливаемый прибор учета должен поддерживаться установленными УСПД, установка прочих приборов учета должна быть подтверждена технико-экономическим обоснованием.

4.1.4. Не допускается применять приборы учета с PLC технологией передачи данных в качестве основной.

4.2. Требования к устройствам сбора и передачи данных, базовых станций (ИВКЭ)

4.2.1. ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналов событий» электросчетчиков) со всех ИИК, опрашиваемых непосредственно данным ИВКЭ;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии;
- ведение «Журнала событий» ИВКЭ;
- предоставление дистанционного доступа до счетчика с сервера (АРМа) системы учета электрической энергии;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений, к данным о состоянии средств измерений, объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений);
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- синхронизацию (коррекцию) времени в ИВКЭ (допускается синхронизация времени ИВК) и коррекцию времени в счетчиках электроэнергии;
- самодиагностику с фиксацией результатов в «Журнале событий».

4.2.2. В «Журнале событий» ИВКЭ автоматически фиксируются время и даты наступления следующих событий:

- ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- попыток несанкционированного доступа;
- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
- перезапусков ИВКЭ;

- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
 - отключения питания.
- 4.2.3. Наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже $\pm 5,0$ с/сут с автоматической коррекцией синхронизацией), работающих в составе СОЕВ).
- 4.2.4. ИВКЭ должен обеспечивать хранение суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, а также электропотребление (выработку) за месяц по каждому каналу не менее 45 суток.
- 4.2.5. Подключение резервного источника питания и автоматического переключения на источник резервного питания при пропадании основного (резервного) питания (обязательно при создании АИИС).
- 4.2.6. Компоненты, входящие в состав ИВКЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа как в аппаратной части (разъемы, функциональные модули и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей).
- 4.2.7. При отсутствии ИВКЭ его функции выполняет ИВК.
- 4.2.8. Значения показателей надежности ИВКЭ не ниже:
- наработка на отказ – не менее 35 000 часов;
 - время восстановления – не более 24 часов.
- 4.3. Требования к трансформаторам тока и напряжения
- 4.3.1. Классы точности измерительных трансформаторов тока должны быть не хуже 0,5, при этом в каждом из следующих случаев: плановой замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки измерительных трансформаторов тока, а также новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации системы учета электрической энергии, влекущих за собой установку измерительных трансформаторов тока в точках измерений коммерческого учета электрической энергии, – рекомендуется устанавливать измерительные трансформаторы тока класса точности не хуже 0,5S.
- 4.3.2. Классы точности измерительных трансформаторов напряжения должны быть не хуже 0,5, при этом:
- допускается применение измерительных трансформаторов напряжения класса точности не хуже 1,0 при условии, если обеспечено выполнение требований п. 4.3.1;
 - в каждом из следующих случаев: плановой замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки измерительных трансформаторов напряжения, а также новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации системы учета электрической энергии, влекущих за собой установку измерительных трансформаторов напряжения в точках измерений коммерческого учета электрической энергии, – должны устанавливаться измерительные трансформаторы напряжения класса точности не хуже 0,5.
- 4.3.3. Нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии по каждому ИИК должны соответствовать указанным ниже значениям:
- 1) для значений $\cos \varphi$ в промежутке $>0,8$ и ≤ 1 :
 - для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
 - для области малых нагрузок (2–20 % включительно) не хуже 2,9 %;
 - для диапазона нагрузок 20–120 % не хуже 1,7 %;
 - 2) для значений $\cos \varphi$ в промежутке $\geq 0,5$ и $\leq 0,8$:

- для области нагрузок до 2 %¹ (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок (2–20 % включительно) не хуже 5,5 %;
- для диапазона нагрузок 20–120 % не хуже 3,0 %.

4.3.4. Допускаемые к применению комбинации классов точности измерительных трансформаторов тока и счетчиков, включенных в состав ИИК, при наличии в составе ИИК измерительных трансформаторов напряжения класса точности 1,0 приведены в таблице:

Таблица 1. Допускаемые к применению комбинации классов точности измерительных

| №п/п | Класс точности измерительных трансформаторов тока | Класс точности измерительных трансформаторов напряжения | Класс точности счетчика по активной электрической энергии |
|------|---|---|---|
| 1 | 0,1 | 1,0 | 0,2S |
| 2 | 0,1 | 1,0 | 0,5S |
| 3 | 0,2S | 1,0 | 0,2S |
| 4 | 0,2S | 1,0 | 0,5S |
| 5 | 0,2 | 1,0 | 0,2S |
| 6 | 0,2 | 1,0 | 0,5S |
| 7 | 0,5S | 1,0 | 0,2S |

- 4.3.5. В случае использования трансформатора напряжения только в целях коммерческого учета необходимо обеспечить контроль целостности вторичных цепей трансформатора напряжения. (Требование данного пункта не обязательно при применении электросчетчиков, реализующих функцию контроля наличия напряжения с фиксацией в «Журнале событий».)
- 4.3.6. Не допускается применение промежуточных трансформаторов тока.
- 4.3.7. Во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов.
- 4.3.8. Измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

4.4. Требования к вторичным цепям

- 4.4.1. Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – прибор учета электрической энергии» не должны превышать 0,25 % номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения (требования данного пункта применяются только к вторичным аналоговым измерительным цепям)
- 4.4.2. Подключение прибора учета должно соответствовать Руководству по эксплуатации прибора учета.

5. ИЕРАРХИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

5.1. Уровни системы учета электрической энергии.

Функции системы учета реализуются на следующих уровнях:

- уровень ИИК;
- уровень ИВКЭ;
- уровень ИВК.

5.1.1. В состав уровня ИВК входят:

- приборы учета электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные аналоговые и (или) цифровые измерительные цепи;
- устройства сопряжения измерительных цепей;
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

5.1.2. В состав уровня ИВКЭ входят:

- контроллер (УСПД), обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК;
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

Дополнительно в состав ИВКЭ может входить:

- промышленный контроллер или сервер в промышленном исполнении;

5.1.3. В состав уровня ИВК могут входить:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- промышленный контроллер и/или сервер;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;
- технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

6. ТРЕБОВАНИЯ К СОСТАВУ И СОДЕРЖАНИЮ ДОКУМЕНТАЦИИ ПО СИСТЕМЕ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

6.1. В состав документации, подлежащей аккумулированию и хранению обществами – заказчиками услуг по администрированию системы учета, по компонентам ИИК входят:

- свидетельства о поверке средств измерений (измерительных трансформаторов тока, напряжения, электросчетчиков, УСПД, компонентов СОЕВ);
- применяемые в составе системы учета компоненты (сертификаты (свидетельства) об утверждении типа средств измерений - измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, УСПД и компонентов СОЕВ, а также свидетельства о поверке ИИК);
- паспорта-протоколы ИИК системы, с обязательным приложением протоколов:
 - а) измерений вторичной нагрузки трансформатора тока;
 - б) измерений вторичной нагрузки трансформатора;
 - в) измерений потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения;
 - г) измерения погрешности электросчетчика в условиях эксплуатации на рабочем токе;
- паспорта, формуляры и инструкции по эксплуатации всех типов устройств, входящих в систему;
- утвержденная в установленном порядке схема размещения приборов коммерческого учета электроэнергии;
- действующие исполнительные рабочие схемы электрических соединений (принципиальные, монтажные и принципиально-монтажные);
- акты выполненных работ по проверкам, заменам счетчиков;

- акты установки и отчет об установке номерных пломб на средства измерений;
 - акты снятия и отчет о снятии и дефектовании номерных пломб.
- 6.2. В состав документации, подлежащей аккумулярованию и хранению обществом – исполнителем услуг по администрированию системы учета, по компонентам ИВК входят:
- лицензии на программное обеспечение, используемое для создания и администрирования базы данных.

7. ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ СИСТЕМЫ УЧЕТА

- 7.1. Метрологическое обеспечение эксплуатации и обслуживания системы учета должно осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596 и включает:
- разработку и аттестацию методики выполнения измерений электроэнергии (мощности) и методики выполнения измерений других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете;
 - метрологическую экспертизу технической документации системы учета;
 - утверждение типа и испытания автоматизированной системы;
 - поверку системы;
 - метрологический надзор за состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и системы в целом;
 - метрологический надзор за аттестованными методиками выполнения измерений, соблюдением метрологических правил и норм.
- 7.2. Все средства измерения, входящие в ИИК, - измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии, а также входящие в ИВКЭ УСПД подлежат периодической поверке аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями.
- 7.3. Периодичность поверки устанавливается в соответствии с межповерочным интервалом, указанным в паспорте устройства.
- 7.4. До момента допуска в эксплуатацию узла учета должна быть проведена метрологическая поверка элементов измерительного канала (измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии), что должно быть подтверждено свидетельством о поверке.
- 7.5. Ответственность за соблюдение сроков периодических поверок и калибровок средств измерения несет организация – заказчик услуг по администрированию систем учета электрической энергии.

8. ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИОННОМУ ПЕРСОНАЛУ

- 8.1. Руководитель организации обязан организовать работу с персоналом согласно действующему законодательству и Правилам работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации.
- 8.2. Права, обязанности и ответственность руководящих работников организации, руководителей структурных подразделений по выполнению норм и правил, установленных соответствующими государственными органами, в том числе по работе с персоналом, определяются распорядительными документами.
- 8.3. Другие категории персонала, включая и рабочих, осуществляют свои права, обязанности и несут ответственность в соответствии с должностными и производственными инструкциями и инструкциями по охране труда согласно действующему законодательству.
- 8.4. Обязательные формы работы с различными категориями работников:
с руководителем структурного подразделения:
- вводный и целевой инструктаж по безопасности труда;

- проверка знаний правил, норм по охране труда (правил безопасности), правил технической эксплуатации, пожарной безопасности;
 - непрерывное повышение квалификации.
- с оперативными руководителями, оперативным и оперативно-ремонтным персоналом:
- вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по безопасности труда, а также инструктаж по пожарной безопасности;
 - подготовка по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка);
 - проверка знаний правил, норм по охране труда, правил технической эксплуатации, пожарной безопасности, других государственных норм и правил;
 - дублирование;
 - специальная подготовка;
 - контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки;
 - непрерывное повышение квалификации.
- со вспомогательным персоналом:
- вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи по безопасности труда;
 - проверка знаний правил, норм по охране труда;
 - пожарно-технический минимум;
 - профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.
- с другими специалистами, служащими и рабочими:
- вводный и целевой инструктажи по безопасности труда;
 - пожарно-технический минимум;
 - профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации.
- 8.5. Руководитель организации в соответствии с законодательством обязан организовать проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров работников организации, занятых на работах с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами.
- 8.6. Перечень вредных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры, и порядок их проведения определяется нормативными актами соответствующих федеральных органов.
- 8.7. Руководитель организации в соответствии с законодательством не должен допускать работников к выполнению трудовых обязанностей, не прошедших обучение, инструктаж, стажировку, проверку знаний охраны труда, обязательных медицинских осмотров, а также в случае медицинских противопоказаний.
- 8.8. Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы.
- 8.9. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, учебно-тренировочных центрах).
- 8.10. Электротехнический (электротехнологический) персонал должен пройти проверку знаний правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по технической эксплуатации, пожарной безопасности, пользованию защитными средствами, устройству электроустановок) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.
- 8.11. Персонал обязан соблюдать требования правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, инструкций по охране труда, указания, полученные при инструктаже.

- 8.12. Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы, в которое вносятся результаты проверки знаний.
- 8.13. Периодическая проверка знаний работников, не связанных непосредственно с обслуживанием действующих электроустановок (административно-технический персонал), должна производиться не реже одного раза в три года.
- 8.14. Для оперативных руководителей и руководителей оперативно-ремонтного персонала периодичность проверки знаний правил и норм охраны труда должна быть не реже одного раза в год.
- 8.15. Периодическая проверка знаний правил и норм по охране труда (правилам безопасности) рабочих всех категорий должна производиться не реже одного раза в год.
- 8.16. Проверке подлежат знания:
- правил эксплуатации, межотраслевых правил по охране труда, Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий;
 - должностных и производственных инструкций, планов (инструкций) ликвидации аварий, аварийных режимов;
 - устройства и принципов действия технических средств безопасности, средств противоаварийной защиты;
 - устройства и принципов действия оборудования, контрольно-измерительных приборов и средств управления;
 - технологических схем и процессов энергопроизводства;
 - условий безопасности эксплуатации энергоустановок;
- умения:
- пользоваться средствами защиты и оказывать первую помощь пострадавшим при несчастном случае;
 - управления энергоустановкой (на тренажерах и других технических средствах обучения).
- 8.17. Для эксплуатации и технического обслуживания системы учета электрической энергии должны формироваться подразделения (службы) по эксплуатации системы учета электрической энергии.
- 8.18. Эксплуатационный персонал, обслуживающий счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения, УСПД должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных режимах, а также требованиями по обслуживанию данного оборудования, представленных в местных инструкциях по эксплуатации счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, УСПД.
- 8.19. К работе по эксплуатации и обслуживанию системы учета электрической энергии должны допускаться лица, имеющие специальное образование и прошедшие подготовку в объеме требований к занимаемой должности.

9. РЕГЛАМЕНТ НАЛАДКИ СИСТЕМЫ УЧЕТА

- 9.1. Для запуска системы учета в работу на первоначальном этапе требуется выполнить комплекс работ:
- установить и сконфигурировать приборы учета электрической энергии, задав для каждого из них номер для связи с УСПД.
 - объединить цифровые интерфейсы приборов учета, оборудования связи, УСПД, сервера и прочего оборудования в локальную промышленную сеть RS-232/RS-485/Ethernet.
 - проверить с помощью программного обеспечения (ПО), предназначенного для конфигурирования счетчиков электроэнергии, связь с приборами учета; убедиться в том, что счетчики корректно отвечают на запросы конфигурационного ПО, посылаемые по построенным физическим каналам связи.

- выполнить настройку УСПД и убедиться в том, что устройство успешно опрашивает все приборы учета.
- установить и выполнить конфигурацию СУБД.
- установить дополнительное вспомогательное прикладное ПО.
- установить прикладное обеспечение сбора данных.
- выполнить настройку точек опроса в ПО сбора данных: типы и серийные номера счетчиков и УСПД, сетевые номера, используемые для связи с приборами учета, пароли доступа к счетчикам и УСПД, коэффициенты трансформации по току и напряжению и прочее; настройка коррекции времени оборудования.
- проверить связь со счетчиками, произведя пробный опрос. Добиться успешного опроса всех счетчиков.
- настроить программное обеспечение в соответствии с потребностями пользователей.
- создать учетные записи пользователей, иерархии объектов учета.
- настроить файловый обмен данными между смежными АИИС, настроить репликацию между несколькими серверами баз данных.
- установить программное обеспечение на компьютерах автоматизированных рабочих мест пользователей системы. Разработать необходимые пользователям отчетные формы.
- реализовать выполнение процедуры периодического резервного копирования компонентов системы: баз данных, конфигурационных файлов и прочих критически важных файлов системы.

10. РЕГЛАМЕНТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ГРУППЫ КОМПАНИЙ ОРЭС ПРИ СОЗДАНИИ И АДМИНИСТРИРОВАНИИ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

- 10.1. Планирование приобретения средств измерений, а также прочего оборудования и программного обеспечения, необходимого для обеспечения работы системы учета электрической энергии
 - 10.1.1. В рамках исполнения требований Федерального Закона от 26.03.2003 N 35-ФЗ "Об электроэнергетике" с 01.01.2022 года сетевые организации обеспечивают коммерческий учет электрической энергии (мощности) на розничных рынках в случаях, определенных п. 136 Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 г. №442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии"
 - 10.1.2. Коммерческий учет электрической энергии (мощности) на розничных рынках также может быть обеспечен в рамках окупаемых проектов и исполнения энергосервисных контрактов.
 - 10.1.3. В целях обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности) на розничных рынках Общества, филиалы ООО «ОРЭС», оказывающие услуги по передаче электрической энергии осуществляют планирование потребности в приборах учета электрической энергии и компонентах информационно-измерительных комплексов.
 - 10.1.4. В целях исполнения функций администрирования систем учета электрической энергии ООО «ОРЭС» планирует потребность в программном и аппаратном обеспечении на основании данных о существующих и планируемых к установке ИИК.
 - 10.1.5. Общества, филиалы ООО «ОРЭС», оказывающие услуги по передаче электрической энергии в рамках создания и сопровождения интеллектуальных и автоматизированных систем учета электрической осуществляют планирование установки технического учета электрической энергии.
 - 10.1.6. Положения настоящего раздела распространяют свое действие в равной степени как для коммерческого, так и для технического учета электрической

- энергии, при условии, что технический учет электрической энергии выполняется средствами АСКУЭ.
- 10.1.7. Планирование потребности в средствах учета электрической энергии производится исходя из утвержденного перечня средств измерений.
- 10.1.8. Перечень средств измерений является приложением к настоящему Стандарту (Приложение №1) и подлежит регулярному (не реже 1 раза в год) обновлению в соответствии с положениями настоящего Стандарта.
- 10.1.9. В случае необходимости внесения изменений в перечень типов средств измерений, а также в процессе изначального формирования перечня типов средств измерений, действия производятся в порядке, определенном п. 10.2. настоящего стандарта.
- 10.1.10. План потребности (в форме Заявки на закупку) формируется Обществом, филиалом ООО «ОРЭС», оказывающим услугу по передаче электрической энергии в соответствии с руководящими документами Общества.
- 10.1.11. План потребности подлежит обязательному согласованию Администратором системы учета посредством системы электронного документооборота
- 10.1.12. В план потребности включается номенклатура средств измерения, которые соответствуют минимальному набору функций интеллектуальных систем учета, из состава перечня средств измерений, утвержденных Администратором систем учета электрической энергии.
- 10.1.13. В план потребности включаются средства измерения, подлежащие поверке в соответствии с действующим законодательством.
- 10.2. Порядок внесения изменений в перечень средств измерений
- 10.2.1. Инициаторами внесения изменений в перечень средств измерений (равно как первоначального создания такого перечня) являются Общества, филиалы ООО «ОРЭС», оказывающие услуги по передаче электрической энергии.
- 10.2.2. Владельцем документа «Перечень средств измерений» является Администратор системы учета электрической энергии.
- 10.2.3. В целях создания, внесения изменений в перечень средств измерений Общества, филиалы ООО «ОРЭС» направляют на имя Администратора системы учета Заявку в форме Приложения №2 к настоящему Стандарту.
- 10.2.4. К Заявке на добавление средства измерения Общество, являющееся заказчиком услуг по администрированию систем учета электрической энергии, в обязательном порядке прикладывает официальный ответ завода изготовитель о соответствии прибора учета электрической энергии перечню функций, определенных Разделом 3 Постановления Правительства РФ от 19.06.2020 N 890 "О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)".
- 10.2.5. Необходимость добавления средства измерения в перечень средств измерений определяется Обществом на основании:
- коммерческих предложений поставщиков;
 - результатов проведения закупочных процедур;
 - анализа рынка средств измерений.
- 10.2.6. Администратор системы учета в срок не более 5-ти рабочих дней обрабатывает Заявку, и принимает решение о внесении изменений в перечень средств измерений, либо о возврате заявки на доработку.
- 10.2.7. Обновленный перечень средств измерений доводится до всех Обществ по факту внесения изменений в перечень средств измерений в порядке информационного обмена по договорам оказания услуг.
- 10.2.8. Обновление перечня средств измерений производится только в случае, если Администратор систем учета электрической энергии установил, что указанное в Заявке средство измерений поддерживается используемой на текущей момент времени версией программного обеспечения и в полной мере соответствует

требованиям 890ПП (для использования такого средства измерений для коммерческого учета электрической энергии).

- 10.3. Планирование приобретения программного и аппаратного обеспечения, необходимого для обеспечения функционирования системы учета электрической энергии
 - 10.3.1. Администратор системы учета на основании данных о количестве точек учета согласно данным, содержащимся в перечне средств измерений, а также заявок на потребность самостоятельно определяет необходимость приобретения:
 - дополнительных лицензий исходя из количества существующих и планируемых к приобретению Обществами средств измерения;
 - обновлений ПО, по факту выпуска таких обновлений поставщиками программного обеспечения, и принятия решения о необходимости такого обновления.
 - 10.3.2. Общества направляют в адрес Администратора системы учета электрической энергии Заявки на приобретение АРМ пользователей в форме служебных записок.
 - 10.3.3. Количество АРМ приводится в заявке с учетом бюджета обществ.
 - 10.3.4. Приобретение АРМ производится ООО «ОРЭС» в счет договора оказания услуг по администрированию систем учета электрической энергии.
 - 10.3.5. На основании Заявок на потребность в АРМ, Администратор:
 - осуществляет приобретение АРМ,
 - обеспечивает создание и передачу учетных данных в Общества,
 - осуществляет подготовку дополнительных соглашений к договору оказания услуг по администрированию систем учета электрической энергии, учитывающих затраты на приобретение АРМ.
 - 10.3.6. Администратор на основании сведений, содержащихся в заявках на потребность, а также перечне средств измерений производит оценку необходимости приобретения обществами – заказчиками услуг по администрированию систем учета электрической энергии дополнительного оборудования маршрутизаторов, коммутаторов, модемов, серверных мощностей и программного обеспечения, и предоставляет Обществам соответствующие заключения.
- 10.4. Порядок формирования плана потребности на приобретение средств измерения
 - 10.4.1. План потребности формируется на основании:
 - данных Каррера.ФПО – отчет (для целей 522-ФЗ),
 - на основании статистики выходов из строя,
 - на основании статистики о количества технологических присоединений,
 - на основании окупаемых, энергосервисных и прочих проектов,
 - на основании требований к количеству ЗИП,
 - на основании требуемого кол-ва технического (балансового) учета электрической энергии,
 - с учетом складского запаса и требований к оборачиваемости склада.
 - 10.4.2. В качестве средств измерения должны применяться средства, которые на момент их приобретения поддерживаются программным обеспечением, используемым администратором системы учета.
 - 10.4.3. При формировании заявки на закупку приборов учета электрической энергии рекомендовано руководствоваться требованиями единой технической политики, а также учитывать обобщенную оценку средств измерений, приведенную в перечне средств измерений.
 - 10.4.4. При выборе типов приборов учета рекомендовано руководствоваться следующими положениями:
 - в случае адресной установки приборов учета, при отсутствии ранее установленного УСПД рекомендовано устанавливать приборы учета со встроенным или подключаемым GSM модулем, также допускается применение

приборов учета, осуществляющих связь с ИС верхнего уровня посредством базовой станции, если такая станция уже установлена и устанавливаемый прибор учета попадает в зону ее действия.

- в случае адресной установки приборов учета и наличия ранее установленного УСПД или Базовой станции, рекомендуется применять тип прибора учета, соответствующий типу УСПД или Базовой станции,
- в случае если предполагается сплошная установка приборов учета рекомендуется использовать приборы учета ПУ с УСПД, либо Базовой станцией с предварительным экономическим обоснованием выбранного решения.
- не рекомендуется использовать технологию PLC.

10.5. Порядок согласования плана потребности Администратором систем учета электрической энергии

10.5.1. Ответственный сотрудник Общества направляет разработанный в соответствии с настоящим Стандартом план потребности в адрес Администратора на согласование посредством системы электронного документооборота (СЭД).

10.5.2. Администратор рассматривает план потребности, в процессе согласования определяет:

- факт наличия в плане средств измерений, не указанных в утвержденном перечне средств измерений
- обоснованность и соответствия действующему законодательству выбора средства измерений для организации системы учета.

10.6. Взаимодействие Общества и Администратора при осуществлении закупки оборудования, используемого для целей учета электрической энергии

10.6.1. Общество, являющееся заказчиком услуг по администрированию систем учета электрической энергии, осуществляет подготовку технического задания на приобретение приборов учета, компонентов измерительного комплекса в соответствии с единой технической политикой, утвержденным перечнем средств измерения, а также настоящим Стандартом.

10.6.2. Техническое задание на приобретение компонентов системы учета подлежит согласованию Администратором системы учета посредством системы электронного документооборота (СЭД).

10.6.3. Администратор систем учета электрической энергии проверяет технического задания на соответствие требованиям Единой технической политики, на факт включения закупаемого оборудования утвержденному перечню средств измерений, а также настоящему Стандарту.

10.6.4. По результатам закупки Общество, являющееся заказчиком услуг по администрированию систем учета электрической энергии, информирует Администратора о факте заключения договоров поставки оборудования, используемого для целей учета электрической энергии, договоров на выполнение работ, оказанию услуг по установке оборудования, используемого для целей учета электрической энергии.

10.7. Взаимодействие Общества и Администратора при установке компонентов системы учета

10.7.1. Общество, являющееся заказчиком услуг по администрированию систем учета электрической энергии, в еженедельном формате информирует Администратора о ходе установки средств измерений путем предоставления поадресного реестра установки с привязкой к ответственному подразделению (организационной структуре) и вышестоящему центру питания (трансформаторной подстанции) (сетевой структуре) организации.

10.7.2. Поадресный реестр установки средств измерения составляется в соответствии с Приложением № 3 к настоящему Стандарту.

- 10.7.3. Администратор, руководствуясь предоставленной информацией осуществляет регистрацию точек учета электрической энергии в базе данных программного обеспечения, используемого для администрирования систем учета электрической энергии.
- 10.7.4. Паспорта приборов учета и компонентов измерительного комплекса подлежат строгому учету с привязкой к точке учета, в соответствии с распорядительными документами ООО «ОРЭС».
- 10.7.5. Общество, являющееся заказчиком услуг по администрированию систем учета электрической энергии, осуществляет посредством автоматизированных рабочих мест пользователей контроль за правильностью ведения базы данных системы учета электрической энергии.
- 10.7.6. Общество, являющееся заказчиком услуг по администрированию систем учета электрической энергии, является правообладателем всей информации, содержащейся в базе данных системы учета электрической энергии и вправе знакомиться, а также копировать такую информацию посредством АРМ, предоставляемых Администратором системы учета.
- 10.7.7. В обязанности Администратора системы учета входит проверка работоспособности установленных приборов учета и компонентов измерительного комплекса.
- 10.7.8. Отчет Администратора о проверке работоспособности установленных приборов учета и компонентов измерительного комплекса является основанием для закрытия первичных документов с подрядными организациями, контроля качества работы, выполненной хозспособом.
- 10.7.9. В случае обнаружения существенных недостатков в установке приборов учета и компонентов измерительного комплекса, не позволяющих идентифицировать узел учета и обеспечить надежный и непрерывный опрос такого прибора учета, Администратор сообщает о данном факте в адрес Общества.
- 10.7.10. Общество на основании сообщения Администратора самостоятельно обеспечивает исправление существенных недостатков, выявленных Администратором системы учета.
- 10.8. Взаимодействие Общества и Администратора при снятии показаний, выполнения службами, отвечающими за формирование полезного отпуска, своих функций
 - 10.8.1. Доступ к функциям интеллектуальных систем учета обеспечивается Обществу непрерывно, посредством подключения уполномоченных сотрудников к программному обеспечению - АРМ, используемому для администрирования систем учета электрической энергии.
 - 10.8.2. Администратор системы учета совместно с Обществами поддерживает каналы связи между ИИК, ИВКЭ и ИВК, а также между ИВК и программным обеспечением, используемым для формирования полезного отпуска с целью сбора исходных данных, обогащения исходных данных, передачи исходных данных для целей наполнения личного кабинета потребителя электрической энергии.
 - 10.8.3. Администратор обеспечивает привязку точек учета наполнение БД таким образом, чтобы обеспечить автоматизацию процесса формирования полезного отпуска в программном обеспечении Каррера.ФПО по точкам учета внесенных в установленном порядке в систему учета электрической энергии.
- 10.9. Взаимодействие Общества и Администратора при введении ограничения режима потребления электрической энергии
 - 10.9.1. Администратор ни при каких условиях и обстоятельствах самостоятельно не реализует функцию удаленного включения отключения точек учета.
 - 10.9.2. Администратор обеспечивает создание и функционирование ролевой модели, которая наделяет полномочиями по удаленному отключению потребителей

- электроэнергии специально уполномоченных на данное действие специалистов Обществ.
- 10.9.3. Для определения уполномоченных Обществами лиц издаются приказы по предприятиям, копии таких приказов доводится до Администратора системы и служат основанием для создания соответствующей ролевой модели.
- 10.9.4. Обязанность по введению ограничения находится в компетенции Обществ.
- 10.9.5. Общества реализует функцию удаленного введения ограничения посредством работы с АРМ.
- 10.9.6. Факт выполнения действия по введению ограничения режима потребления без реализации функции удаленного отключения может быть удаленно подтвержден Администратором системы учета посредством телефонного обращения.
- 10.9.7. Администратор систем учета электрической энергии вправе самостоятельно осуществить контроль факта введенного ограничения.
- 10.10. Взаимодействие Общества и Администратора при обнаружении факта выхода из строя приборов учета, компонентов ИИК
- 10.10.1. В случае если в ходе исполнения администратором своих обязанностей обнаруживается технологический отказ, связанный с отсутствием получения данных приборов учета в составе АСКУЭ или ИСУ, Администратор направляет в Общество заявку на выполнение работ по выявлению причин такого технологического отказа.
- 10.10.2. Заявка на выполнение работ по выявлению причин технологического отказа ИИК направляется в форме Служебной записки.
- 10.10.3. Общество при получении заявки на выявление причин технологического отказа организует работы по выявлению таких причин.
- 10.10.4. Заявка на выполнение работ по выявлению причин технологического отказа ИИК подлежит обработке в срок, не превышающий 5 рабочих дней с момента направления такой заявки.
- 10.10.5. В случае, если для выявления причин технологического отказа, установлена необходимость привлечения третьих лиц, сроки обработки такой заявки могут быть соразмерно увеличены. При этом Общество обязано принять возможные меры по восстановлению учета электрической энергии в кратчайшие сроки, в т.ч. путем замены компонентов системы учета по данной точке поставки.
- 10.10.6. Общество по факту обработки Заявки сообщает Администратору системы учета электрической энергии о выявленных неисправностях, принимает решение о ремонте (замене) компонентов ИИК, доводит такое решение Администратору.
- 10.11. Взаимодействие Общества и Администратора при выводе из эксплуатации прибора учета.
- 10.11.1. Решение о выводе прибора учета из эксплуатации принимает уполномоченное Обществом лицо.
- 10.11.2. Основанием для вывода прибора учета из эксплуатации является выход из строя, утрата, истечение срока эксплуатации или истечение интервала между поверками приборов учета электрической энергии.
- 10.11.3. В случае выхода прибора учета из эксплуатации уполномоченное Обществом лицо создает Заявку на вывод прибора учета из эксплуатации и направляет в адрес Администратора системы учета электрической энергии.
- 10.11.4. Администратор системы учета на основании Заявки конфигурирует базу данных системы учета таким образом, чтобы выведенный из эксплуатации прибор учета не участвовал в процессе сбора и обмена информацией.
- 10.11.5. Сроки обработки заявки – в течение 5 рабочих дней с момента ее поступления.

10.12. Создание и настройка ролевой модели доступа к системе учета электрической энергии

- 10.12.1. Лицом ответственным за создание и конфигурирование ролевой модели является Администратор системы учета электрической энергии.
- 10.12.2. Администратор системы учета при создании ролевой модели руководствуется перечнем уполномоченных лиц, в соответствии с Приложениями к договорам оказания услуг по администрированию систем учета электрической энергии.
- 10.12.3. Внесение изменений в ролевую модель допускается только на основании подписания дополнительного соглашения к Договору, определяющего иной перечень уполномоченных лиц.

10.13. Взаимодействие Общества и Администратора в части обеспечения работы личного кабинета потребителя

- 10.13.1. Администратор системы учета электрической энергии обеспечивает готовность базы данных системы учета.
- 10.13.2. Администратор системы учета электрической энергии несет ответственность за корректность привязки приборов учета к организационной и сетевой структуре предприятия.
- 10.13.3. Общество несет ответственность за корректность предоставленных Администратору системы учета электрической энергии данных, используемых для формирования БД.
- 10.13.4. Администратор системы учета электрической энергии обеспечивает актуальность и работоспособность сервера межсистемного обмена.
- 10.13.5. Общество обеспечивает работоспособности и актуальность программного обеспечения, используемого для формирования полезного отпуска – Каррера.ФПО, а также обеспечивает необходимую настройку и модернизацию программного обеспечения.
- 10.13.6. Общество обеспечивает разработку и модернизацию личного кабинета потребителя, с учетом формата межсистемного взаимодействия.
- 10.13.7. Общество обеспечивает взаимодействие программного обеспечения, используемого для формирования полезного отпуска – Каррера ФПО с личным кабинетом потребителя.

10.14. Взаимодействие Общества и Администратора в части отчетности

10.14.1. Администратор обеспечивает предоставление следующих отчетов:

- «даты проверки приборов учета»;
- «загрузка трансформаторов»;
- «показания по точкам учета»;
- «посуточное потребление по абонентам»;
- «профиль мощности по точкам учета»;
- «события по точкам учета»;
- «стандартный опросный лист»;
- «статистика ПКЭ по точкам учета»;
- «шаблон импорта данных»;
- «02. расход электроэнергии (А+, за сутки, часовой интервал)»;
- «03. График мощности (30 минут) за интервал»;
- «выгрузка для Каррера.ФПО»;
- «выгрузка для Рпень А-»;
- «выгрузка ежедневных показаний А-»;
- «выгрузка ежедневных показаний А+»;
- «выгрузка ежедневных показаний по тарифам»;
- «отчет по последним показаниям»;
- «показания по параметру ПУ ОРЭС»;
- «показания и профиль мощности 4 знака»;

- «показания и профиль мощности»
 - «срез последних»;
 - «показания по точкам учета 4 знака».
- 10.14.2. Форматы и периодичность подготовки отчетов приведены в Приложениях №4 - №25 к настоящему Стандарту.
- 10.14.3. Общества вправе письменно обратиться в адрес Управляющей организации (ООО «ОРЭС») на имя технического директора в письменном виде с просьбой изменить формат отчета, либо сформировать отчет в форме, разработанной Обществом.
- 10.14.4. ООО «ОРЭС» вправе рассмотреть и удовлетворить такое обращение.
- 10.15. Система учета заявок
- 10.15.1. Заявки, перечисленные в настоящем стандарте, подлежат регистрации и учету в системе управления проектами и задачами «Redmine».
- 10.15.2. Заявки, зарегистрированные в системе управления проектами и задачами «Redmine» считаются официально направленными и подлежат обработке получателями таких Заявок.
- 10.15.3. Система управления проектами и задачами находится в ведении управления информационных технологий ООО «ОРЭС».

11. ВЫВОД СИСТЕМ УЧЕТА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ

- 11.1. Вывод систем и оборудования связи из эксплуатации производится на основании технико-экономического анализа с учетом результатов технического освидетельствования.
- 11.2. Основанием для вывода оборудования из эксплуатации является протокол экспертной комиссии по причине физического износа или как не подлежащего восстановлению.
- 11.3. В состав и содержание работ по выводу системы из эксплуатации входит:
- обследование объекта и обоснование необходимости вывода системы учета электрической энергии из эксплуатации;
 - обобщение и анализ полученной информации о ее работоспособности, состоянии технических и программных средств, о ее способности выполнять заданные функции;
 - оценка возможности использования технических и программных средств системы учета электрической энергии на других объектах субъекта или реализации технических и программных средств другим организациям;
 - оформление решения о выводе системы учета из эксплуатации;
 - рассылка уведомлений о принятом решении заинтересованным организациям;
 - разработка, оформление и утверждение документов по выводу системы из эксплуатации - требований и плана мероприятий, включая обеспечение сохранности накопленной информации сроком не менее трех с половиной лет;
 - выполнение мероприятий в соответствии с планом;
 - оформление документов для списания, реализации, передачи, утилизации, ликвидации технических и программных средств системы учета электрической энергии;
 - оформление и подписание акта вывода системы учета электрической энергии из эксплуатации.
- 11.4. Если процесс вывода из эксплуатации проводится в связи с вводом в действие новой автоматизированной системы, то для перехода к новой системе должна быть предусмотрена параллельная эксплуатация прежней и новой систем сроком не менее трех месяцев.

12. УТИЛИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

- 12.1. Утилизации подлежат только списанные в установленном порядке системы и оборудование системы учета электрической энергии.
- 12.2. Ответственность за организацию и проведение утилизации систем и оборудования возлагается на эксплуатирующую организацию или лицо, которые обязаны организовать и провести демонтаж и утилизацию списанных систем учета электрической энергии с соблюдением необходимых мер безопасности.
- 12.3. Оценка соответствия процессов эксплуатации и утилизации систем системы учета электрической энергии требованиям, установленным действующими техническими регламентами, проводится органами государственного контроля (надзора).

Приложение:

1. Перечень средств измерений;
2. Заявка на внесение изменений в перечень средств измерений;
3. Поадресный реестр установки средств измерения (монтажная карта);
В электронном виде:
4. Форма отчета «Даты проверки приборов учета»;
5. Форма отчета «Загрузка трансформаторов»;
6. Форма отчета «Показания по точкам учета»;
7. Форма отчета «Посуточное потребление по абонентам»;
8. Форма отчета «Профиль мощности по точкам учета»;
9. Форма отчета «События по точкам учета»;
10. Форма отчета «Стандартный опросный лист»;
11. Форма отчета «Статистика ПКЭ по точкам учета»;
12. Форма отчета «Шаблон импорта данных»;
13. Форма отчета «02. расход электроэнергии (А+, за сутки, часовой интервал)»;
14. Форма отчета «03. График мощности (30 минут) за интервал»;
15. Форма отчета «Выгрузка для Каррера.ФПО»;
16. Форма отчета «Выгрузка для Рпень А-»;
17. Форма отчета «Выгрузка ежедневных показаний А-»;
18. Форма отчета «Выгрузка ежедневных показаний А+»;
19. Форма отчета «Выгрузка ежедневных показаний по тарифам»;
20. Форма отчета «Отчет по последним показаниям»;
21. Форма отчета «Показания по параметру ПУ ОРЭС»;
22. Форма отчета «Показания и профиль мощности 4 знака»;
23. Форма отчета «Показания и профиль мощности»;
24. Форма отчета «Срез последних»;
25. Форма отчета «Показания по точкам учета 4 знака».