

**Временные правила организации коммерческого учета
электрической энергии в отношении генерирующих объектов,
функционирующих на основе использования возобновляемых
источников энергии на розничных рынках электрической
энергии**

Вступает в силу с 1 марта 2009 года
Утверждено Наблюдательным советом НП «Совет рынка» 27 февраля 2009 года

1 Общие положения

- 1.1. Настоящие «Временные правила организации коммерческого учета электрической энергии в отношении генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии» (далее - Правила) регулирует взаимоотношения субъектов оптового и розничного рынка при сборе, обработке и передаче данных коммерческого учета для определения объемов электроэнергии, выработанных генерирующими объектами на основе использования возобновляемых источников энергии на розничном рынке электроэнергии.
- 1.2. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

Автоматизированная информационно – измерительная система (АИИС) – система, представляющая собой совокупность технических и программных средств, выполняющих функции измерений, а также сбора, обработки хранения результатов измерений.

Измерение количества электрической энергии - совокупность операций, выполняемых для определения количественного значения величины электрической энергии.

Измерительный комплекс средств измерений электрической энергии (далее - измерительный комплекс) - совокупность электросчетчика, трансформатора тока, трансформатора напряжения и линий связи, в совокупности обеспечивающие результат измерений.

Интервальный счетчик электрической энергии – средство измерений, позволяющее получать результат измерений количества электрической энергии, переданной по соответствующему элементу сети за определенные интервалы времени.

Класс точности - обобщенная характеристика средства измерений, отражающая уровень точности технического средства, выражаемая пределами допускаемых основной и дополнительных погрешностей, а также другими характеристиками, влияющими на точность.

Поставщик ВИЭ - производитель (поставщик) электрической энергии, произведенной на квалифицированном генерирующем объекте с использованием возобновляемых источников энергии, в том числе потребитель электрической энергии с блок-станцией, являющейся квалифицированным генерирующим объектом.

Результат измерений в точке измерений – количественное значение величины электрической энергии в точке измерений, полученное с применением средств измерений и косвенных измерений и используемое для определения имущественных обязательств субъектов розничных рынков.

Точка измерений – место расположения трансформатора тока или электросчетчика прямого включения в электрической сети.

Трансформатор тока - измерительный трансформатор, который осуществляет преобразование тока синусоидальной формы промышленной частоты в пропорциональный ему гальванически изолированный от сети нормированный ток.

Трансформатор напряжения - измерительный трансформатор, который осуществляет преобразование напряжения синусоидальной формы промышленной частоты в пропорциональное ему гальванически изолированное от сети нормированное напряжение.

Электрическая сеть – совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.

Иные термины и определения, используемые в данном документе, определены нормативно-правовыми актами Российской Федерации.

1.3. Настоящие Правила устанавливают следующие требования к поставщикам электроэнергии на основе возобновляемых источников (далее – Поставщикам ВИЭ) на розничных рынках:

- технические и метрологические требования к средствам измерений, применяемым для проведения измерений количества электрической энергии;
- требования к условиям эксплуатации и защиты применяемых средств измерений;
- требования к проведению измерений;
- требования к организации учета объемов выработанной электроэнергии.

Перечисленные в настоящем пункте требования определяют существенные условия договоров, заключаемых субъектами оптового и розничного рынков с Поставщиками ВИЭ – субъектами розничного рынка для осуществления поставки электроэнергии (далее – Договоры).

2. Общие принципы организации коммерческого учета

2.1. Поставщик ВИЭ и смежный участник оптового рынка (гарантирующий поставщик, в границах зоны деятельности которого расположен данный квалифицированный генерирующий объект)/ розничного рынка (территориальная сетевая организация, к электрической сети которой присоединен данный квалифицированный генерирующий объект) заключают

Соглашение об информационном обмене (далее - Соглашение), которое является основой обеспечения функционирования системы коммерческого учета произведенной электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии.

- 2.2. В случае отсутствия, прекращения действия Соглашения, либо внесения в Соглашение изменений, противоречащих требованиям к Соглашению, определенных в настоящем Порядке, СР не принимает данные, содержащиеся в Актах учета перетоков между Поставщиком ВИЭ и смежным участником оптового / розничного рынка.
- 2.3. Наличие Соглашений является обязательным для обеспечения соответствия требованиям в отношении коммерческого учета Поставщиков ВИЭ и регулируют процедуру учета, порядка расчета и согласования количества переданной (полученной) электроэнергии.
- 2.4. Поставщики ВИЭ обязаны оформить Перечни средств измерений для целей коммерческого учета по точкам измерений в сечении (далее – Перечни средств измерений), которые подлежат согласованию с СР. На каждое сечение оформляется отдельный Перечень средств измерений. Допускается оформление в едином документе нескольких сечений при условии четкого соотнесения точек измерений каждому описываемому сечению.
- 2.5. В случае, если в Перечнях средств измерений или Соглашениях алгоритм вычисления фактических величин электроэнергии в точках поставки смежных Участников оптового/розничного рынка отсутствует, либо при его проверке невозможно произвести вычисления почасовых значений произведенной электрической энергии, Поставщики ВИЭ обязан устранить выявленное нарушение в течении 30 календарных дней с даты предъявления СР соответствующего требования.
В случае, если в указанный срок выявленное нарушение не будет устранено, переданные Поставщиком ВИЭ данные коммерческого учета, содержащиеся в актах учета, отражающие почасовые суммарные величины произведенной электроэнергии по всем точкам измерений, не принимаются и приравниваются к нулю.
- 2.6. Основой для расчетов стоимости электроэнергии, выработанной на квалифицированном генерирующем объекте с использованием возобновляемых источников энергии являются данные коммерческого учета, содержащиеся в актах учета, отражающие почасовые суммарные величины произведенной электроэнергии по всем точкам измерений.
- 2.7. Поставщики ВИЭ обязаны согласовывать акты учета по точкам измерений с другой стороной Соглашения и представить в СР.
- 2.8. В случае не согласования стороной по Соглашению почасовых актов учета, для определения фактических объемов произведенной электроэнергии на квалифицированном генерирующем объекте с использованием возобновляемых источников энергии используются **данные коммерческого учета резервной АИИС.**

- 2.9. В случае установления со стороны СР случаев нарушений Поставщиком ВИЭ в сфере коммерческого учета, а именно:
- нарушений порядка сбора и обработки результатов измерений;
 - в случае отказа в допуске представителей СР или уполномоченной им на это организации на квалифицированные генерирующие объекты с использованием возобновляемых источников энергии с целью проверок, СР не производит прием данных коммерческого учета по всем точкам измерений.
- 2.10. Нарушениями порядка сбора и обработки результатов измерений считается:
- несоответствие почасовых и интегральных значений величин электроэнергии, представленных Поставщиком ВИЭ в качестве отчетных данных – значениям величин, полученным с учетом дополнительно запрашиваемых СР данных у смежных участников и (или) полученным путем проведения инспекционных проверок;
 - предоставление в качестве отчетных данных значений величин электроэнергии, которые не могут быть подтверждены смежными участниками (проверены СР).
- 2.11. Для Поставщиков ВИЭ, находящихся во второй ценовой зоне, при переходе финансовых расчетов на московское время фактические данные коммерческого учета, переданные по кемеровскому времени в день перехода (отчетные сутки), дополняются данными коммерческого учета за часы, составляющие разницу перехода между московским и кемеровским временем
- 2.12. Изменения состава средств измерений, используемых в целях коммерческого учета электроэнергии по точкам измерений должны отражаться в Соглашениях, перечнях средств измерений и Актах согласования алгоритма расчета величины сальдо перетоков электроэнергии в сечениях между Поставщиком ВИЭ и смежным участником оптового рынка (гарантирующий поставщик, в границах зоны деятельности которого расположен данный квалифицированный генерирующий объект)/ розничного рынка (территориальная сетевая организация, к электрической сети которой присоединен данный квалифицированный генерирующий объект). Риски наступления неблагоприятных последствий, вызванных не внесением и (или) не своевременным внесением указанных изменений в Соглашения и (или) в Перечни средств измерений в точках измерений, лежат на Поставщике ВИЭ.

3. Технические и метрологические требования к средствам и методам измерений.

- 3.1 Поставщики ВИЭ в целях определения обязательств в точках поставки на розничном рынке определяют величины сальдо-перетоков мощности на основании показаний интервальных счетчиков активной электрической энергии с хранением часовых показателей нагрузки, включенных в автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета (далее - АИИС), класса точности 0,5S и выше.

3.2. Типы средств измерений, их характеристики должны соответствовать следующим требованиям:

- входить в перечень средств измерений, внесенных в Государственный реестр и допущенных к применению в Российской Федерации;
- соответствовать требованиям уполномоченного федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в области обеспечения единства измерений Российской Федерации;
- иметь действующие свидетельства о поверке и установленные пломбы лица, имеющего аккредитацию на право поверки средств измерений.

3.3. Погрешность измерительного комплекса коммерческого учета электрической энергии не должна превышать приписанную погрешность, определяемую «Методикой (методом) выполнения измерений», аттестованной в порядке, определенном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в области обеспечения единства измерений. Границы основной относительной погрешности измерений активной электрической энергии не должны превышать значений, приведенных в таблице 1.

Т а б л и ц а 1. Границы основной относительной погрешности измерений активной электрической энергии для нормируемых значений первичного тока и $\cos\varphi$

Состав ИК	Первичный ток I_1 , % от $I_{\text{ном}}$	Границы основной относительной погрешности ИК, δ_w , %, для коэффициента мощности, $\cos\varphi$		
		$\cos\varphi = 1$	$\cos\varphi = 0,8$	$\cos\varphi = 0,5$
ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч. 0,5S	1	$\pm 2,1$	–	–
	2	$\pm 2,0$	$\pm 2,8$	$\pm 4,9$
	5	$\pm 1,2$	$\pm 1,8$	$\pm 3,2$
	10	$\pm 1,2$	$\pm 1,6$	$\pm 2,8$
	20-120	$\pm 0,99$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,5S	5	$\pm 1,9$	$\pm 3,0$	$\pm 5,5$
	10	$\pm 1,6$	$\pm 2,5$	$\pm 4,6$
	20	$\pm 1,2$	$\pm 1,7$	$\pm 3,0$
	100-120	$\pm 0,99$	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
П р и м е ч а н и е – Знак « – » означает, что погрешность в данном диапазоне тока или для данного значения $\cos\varphi$ не нормируют				

3.4 Измерения электрической энергии выполняются в соответствии с «Методикой (методом) выполнения измерений, аттестованной в порядке, определенном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в области обеспечения единства измерений.

3.5 В методике измерений для каждого измерительного комплекса должны быть представлены:

- перечень средств измерений в составе измерительного комплекса с указанием их номинальных параметров и классов точности;
- условия выполнения измерений с указанием номинальных значений, допускаемых и фактических диапазонов изменений параметров присоединения и иных величин, влияющих на точность измерений;
- фактические значения вторичной нагрузки трансформатора тока и трансформатора напряжения, подтвержденные действующим паспортом-протоколом измерительного комплекса или протоколами выполнения измерений этих нагрузок по аттестованной методике выполнения измерений соответствующего компонента;
- допускаемое и фактическое значение потерь напряжения в линиях присоединения счетчика к трансформатору напряжения, подтвержденное действующим паспортом-протоколом измерительного канала или протоколом выполнения измерений этих потерь по аттестованной методике выполнения измерений соответствующего компонента;
- исходные данные и методика расчета границ суммарной относительной погрешности измерительного комплекса по составляющим погрешностям средств измерений согласно действующим нормативным документам;
- результаты расчета границ суммарной относительной погрешности измерительного комплекса.
- методика (алгоритм) проведения косвенных измерений – расчет потерь, возникающих на участке электрической сети от точки поставки до точки измерений и относимых на счет организации, на балансе которой находится соответствующий участок электрической сети.

4. Требования к установке средств измерений.

4.1 Средства измерений активной электрической энергии на генерирующих объектах ВИЭ должны обеспечивать учет электрической энергии во всех точках измерений и устанавливаются на:

- выводах генераторов;
- границах балансовой принадлежности электростанции и прилегающей электрической сети;

В случае, если генерирующий объект ВИЭ принадлежит потребителю электрической энергии, то учет устанавливается на линиях электропередачи, отходящих от шин электростанции непосредственно к потребителю.

- 4.2. Обязательным требованием является обеспечение резервирования автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета – измерительных комплексов средств измерений, устройств сбора и передачи данных, информационно-вычислительных компонент.
- 4.3. Счетчики должны соответствовать следующим основным требованиям:
- класс точности - не ниже 0,5S;
 - должны быть обеспечены резервным источником питания и иметь функцию автоматического переключения на источник резервного питания при исчезновении основного (резервного) питания;
 - наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров.
- 4.4. При эксплуатации средств измерений должен быть обеспечен свободный доступ к ним для снятия показаний, установки (замены), пломбирования, проверки специалистов Совета рынка или уполномоченной им на это организации.
- 4.5 В электрической схеме счетчика должна предусматриваться возможность замены счетчика и подключения эталонного счетчика без прекращения передачи электрической энергии по элементам сети, на которых установлен данный счетчик.
- 4.6 Для выполнения измерений в точках измерений с реверсивным режимом работы устанавливаются счетчики двух направлений потока энергии (реверсивный счетчик) или два счетчика на разные направления потока, имеющие стопор обратного хода;
- 4.7 Установка и эксплуатация средств измерений осуществляется в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей.

5. Требования к защите средств измерений от несанкционированного доступа

- 5.1. Счетчики должны иметь пломбу или маркировочный знак на крышке колодки зажимов электросчетчика.
- 5.2. В измерительных комплексах средств измерений электрической энергии установка пломб и (или) маркирование знаками визуального контроля осуществляется на следующих элементах
- клеммники трансформаторов тока;
 - крышки переходных коробок, где имеются цепи к электросчетчикам;
 - токовые цепи счетчиков в случаях, когда к трансформаторам тока совместно со счетчиками присоединены электроизмерительные приборы и устройства защиты;

- испытательные коробки с зажимами для шунтирования вторичных обмоток трансформаторов тока и места соединения цепей напряжения при отключении счетчиков для их замены или поверки;
 - решетки и дверцы камер, где установлены трансформаторы тока;
 - решетки или дверцы камер, шкафов где установлены предохранители на стороне высокого и низкого напряжения трансформаторов напряжения, к которым присоединены счетчики;
 - приспособления на рукоятках приводов разъединителей трансформаторов напряжения, к которым присоединены счетчики;
 - ящики, в которых установлены коммутационные аппараты и их клеммные крышки, установленные в токовых цепях до измерительного комплекса средств измерений электрической энергии;
 - разъемные соединения, а также все участки электрических проводок, имеющие возможность доступа к токоведущим частям электрических цепей (как в цепях учета, так и до точки измерения).
- 5.3. Все вышеперечисленные элементы должны конструктивно предусматривать возможность пломбирования.
- 5.4. Пломбы должны иметь уникальный номер, который должен быть зафиксирован в актах осмотра и технической проверки средств измерений.
- 5.5. Во вторичных цепях трансформаторов напряжения, к которым подсоединены расчетные счетчики, установка предохранителей без контроля их целостности (оповещения о выходе из строя) не допускается
- 5.6. Доступ к средствам измерения и элементам цепей учета, сопровождающийся снятием (нарушением целостности) пломб (знаков визуального контроля), осуществляется в присутствии (или по письменному согласованию) лиц, являющихся контрагентами по Договорам.

6. Требования к эксплуатации средств измерений

- 6.1. Эксплуатация средств измерений включает в себя техническое обслуживание, ремонт и замену средств измерений и осуществляется с целью обеспечения их надежной работы и бесперебойного учета потребляемой (отпущенной) электрической энергии с необходимой точностью в соответствии с требованиями нормативных документов по обеспечению единства измерений, технических документов и инструкций заводов – изготовителей.
- 6.2. Обслуживание средств измерений должно выполняться при соблюдении организационных и технических мероприятий по обеспечению безопасности работ, в соответствии с Межотраслевыми правилами охраны труда и техники безопасности.

- 6.3. Мероприятия, выполняемые в процессе эксплуатации измерительных комплексов, связанные с заменой (установкой) средств измерений, вмешательством в схему их включения, а также любые другие работы, связанные с нарушением установленных пломб (знаков визуального контроля), производятся в соответствии с пунктом 3.3 настоящих Правил.
- 6.4. Ремонт средств измерений осуществляется организациями, имеющими лицензии на проведение данного вида работ, полученными в установленном законодательством Российской Федерации порядке.
- 6.5. Для ремонта и поверки расчетного счетчика производится его замена либо, при ее невозможности, определение количества отпущенной в сеть электрической энергии осуществляется по резервному счетчику.
- 6.6. В случае отсутствия данных коммерческого учета в связи с выходом из строя основного и резервного счетчиков, оплата объемов, выработанных на квалифицированном генерирующем объекте с использованием возобновляемых источников энергии, не производится.

7. Требования к системе сбора и передачи

- 7.1. Для поставщиков ВИЭ – субъектов розничного рынка, необходимым условием допуска АИИС к использованию в целях расчетов на розничном рынке электрической энергии и мощности является наличие *Акта о соответствии системы коммерческого учета техническим требованиям*, установленных в Приложении 1 настоящего порядка (далее - *Акт соответствия*).
- 7.2. Соответствие АИИС техническим требованиям устанавливается на основании результатов испытаний и проверок АИИС, проводимых по Программе и методике испытаний и подтверждается *Актом соответствия*. Участие представителя НП «Совет рынка» или уполномоченной им на это организации в испытаниях является основанием для признания представленной Программы и методики испытаний согласованной.
- 7.3. Поставщик ВИЭ направляет в НП «Совет рынка» заявление о проведении процедуры установления соответствия АИИС техническим требованиям и присвоения класса качества. Одновременно с заявлением субъект предоставляет расчет коэффициентов класса качества и протоколы испытаний в целях утверждения типа средств измерений и (или) испытаний с целью установления соответствия АИИС техническим требованиям.
- 7.4. Испытания и проверка по установлению соответствия АИИС техническим требованиям проводятся с обязательным участием представителей СР. Заявитель направляет в адрес СР в срок не менее чем за 30 дней до даты начала проведения испытаний уведомление с указанием сроков их проведения. СР в течение 15 дней с даты получения уведомления направляет в

адрес заявителя подтверждение участия в Испытаниях и сообщает сведения об уполномоченных для участия в Испытаниях представителей СР. Подтверждение участия представителя СР в испытаниях является основанием для признания представленной Программы и методики испытаний согласованной с СР.

- 7.5. Поставщик ВИЭ направляет в НП «Совет рынка» перечни средств измерений по форме Приложения 2 к настоящим Правилам.
- 7.6. Для присвоения кодов, расчета алгоритма формирования учетного показателя, определения необходимости прохождения процедуры по тестированию передачи данных, Поставщик ВИЭ предварительно направляет в НП «Совет рынка» опросные листы по форме, установленной в приложении 3 к настоящим Правилам.
- 7.7. Поставщик ВИЭ направляет в НП «Совет рынка» перечень документации, необходимой для проведения испытаний и проверок по установлению соответствия АИИС в соответствии с приложением 4 к настоящим правилам.
- 7.8. Для осуществления расчетов на оптовом/розничном рынке, Поставщик ВИЭ передает в НП «Совет рынка» или уполномоченную им организацию почасовые данные коммерческого учета о количестве:
- выработанной электрической энергии (до 7 числа месяца, следующего за расчетным);
 - отпущенной электрической энергии (в форматах 80020 и 80030).
- Данные заверяются электронно-цифровой подписью (далее – ЭЦП) контрагентом по договору и предоставляются ежедневно в НП «Совет рынка» или уполномоченную им на это организацию до 12-00 суток, следующих за расчетными.
- ЭЦП выдается удостоверяющим центром ОАО «АТС» в соответствии с Договором оказания услуг УЦ.
- 7.9. Средства измерений должны поддерживать протоколы обмена данных с техническими устройствами автоматизированного сбора и передачи данных.

8. Порядок формирования значений учетных показателей.

- 8.1. В отношении Поставщиков ВИЭ в целях оплаты выработанных объемов на генерирующих объектах, функционирующих на основе возобновляемых источниках энергии, определяется учетный показатель почасовых совокупных результатов измерений в точках измерений на границах балансовой принадлежности генерирующего объекта и прилегающей электрической сети.
- 8.2. В случае, если генерирующий объект ВИЭ принадлежит потребителю – субъекту розничного рынка электрической энергии, то определяются следующие учетные показатели:

- в целях оплаты объемов выработки генерирующего объекта ВИЭ учетный показатель определяется как сумма совокупных результатов измерений в точках измерений на линиях электропередачи, отходящих от шин электростанции непосредственно к потребителю;
 - в целях оплаты объемов, потребленных потребителем, учетный показатель определяется как сумма совокупных результатов измерений в точках измерений на границах балансовой -
 - принадлежности потребителя и совокупных результатов измерений на линиях электропередачи, отходящих от шин генерирующего объекта ВИЭ непосредственно к потребителю.
- 8.3. В случае комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, размещение точек измерений и формирование учетного показателя определяются в соответствии с «Методикой разделения объемов выработки электрической и тепловой энергии тепловыми электрическими станциями, использующими в качестве топлива возобновляемые источники энергии и традиционное (органическое) топливо при комбинированном производстве электрической и тепловой энергии» (методика в разработке).
- 8.4. Учетные показатели за расчетный период содержат результаты измерений в точках измерений, а также данные о состоянии средств измерений. Учетный показатель формируется в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0, и заверенного электронно-цифровыми подписями сторон по Договорам.
- 8.5. Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в НП «Совет рынка» или уполномоченную им на это организацию должны соответствовать формату и регламенту предоставления данных, определенным в Приложении 5 к настоящим правилам.
- 8.6. Результаты измерений передаются в целых кВт·ч. При этом необходимо использовать следующие правила округления - дробный результат измерений на интервале измерений округляется до целых кВт·ч (кВар·ч) по алгебраическим правилам округления. Если десятичная часть больше или равна 5, то результат округляется в большую сторону, если меньше – то в меньшую. При этом разница между не округленным значением и округленным прибавляется к результату измерения на следующем интервале с сохранением знака. Если применяется алгоритм приведения точек измерений к точкам поставки, то округление необходимо производить после применения этого алгоритма.
- 8.7. Каждый электронный документ должен содержать информацию, относящуюся к одним операционным суткам.
- 8.8. Результаты измерений, данные о состоянии средств и объектов измерений передаются с указанием начала и конца интервала.

9. Требования к соглашениям об информационном обмене и процедура их оформления

- 9.1. Поставщик ВИЭ и смежный участник оптового рынка (гарантирующий поставщик, в границах зоны деятельности которого расположен данный квалифицированный генерирующий объект)/ розничного рынка (территориальная сетевая организация, к электрической сети которой присоединен данный квалифицированный генерирующий объект) заключают Соглашение об информационном обмене, которое подлежат обязательной регистрации в СР.
- 9.2. Порядок урегулирования разногласий, возникающих между смежными сторонами при согласовании актов учета перетоков определяется в Соглашениях.
- 9.3 Риски наступления неблагоприятных последствий, связанных с отсутствием регистрации в СР Соглашений, несут Поставщики ВИЭ.
- 9.4. Поставщик ВИЭ обязуется включить в Соглашение нижеследующие условия:
- обязательство не осуществлять демонтаж и/или замену средства (системы) измерений смежного субъекта на средство (систему) измерений более низкого класса точности;
 - о предварительном согласовании с собственником или иным законным владельцем средства (системы) измерений демонтажа и/или замены указанных средств (систем) измерений, при условии их замены на средства измерений более высокого класса точности;
- 9.5. В Соглашениях должна быть определена взаимная ответственность смежных участников за организацию эксплуатации измерительных приборов, используемых в целях коммерческого учета.
- В случае несоблюдения одной из сторон требований Соглашения в части эксплуатации измерительных приборов, возмещение финансовых последствий, возникших из-за нарушений в работе измерительного комплекса или предоставления недостоверных данных, урегулируются в соответствии с установленным Соглашением порядком.
- 9.6. Требования к Соглашениям.
- Соглашения должны содержать в себе:
- описание имеющихся средств учета количества электроэнергии, принятой/переданной по точкам измерений, с определением основных и резервных измерительных приборов;
 - описание алгоритмов вычисления фактических величин электроэнергии на основании полученных результатов измерений;
 - описание схемы сбора и передачи информации и формат обмена информацией между сторонами по Соглашению;
 - требования к обеспечению конфиденциальности информации;

- порядок согласования (по договоренности сторон) в любой кратный суткам промежутков времени оперативных данных о почасовых величинах сальдо перетоков электроэнергии;
 - порядок согласования отчетных данных после завершения отчетного периода и порядок оформления почасовых интегральных актов учета перетоков электроэнергии;
 - порядок регулярного информационного обмена результатами измерений, полученными с использованием АИИС КУЭ, или процедуру сбора данных результатов измерений с оборудования, включенного в АИИС КУЭ, имеющие действующий Акт о соответствии системы коммерческого учета техническим требованиям к квалифицированным объектам, функционирующим на основе возобновляемых источниках энергии;
 - взаимное согласие смежных участников на использование СР данных коммерческого учета резервной АИИС КУЭ при отсутствии согласования сторонами по Соглашению фактических величин сальдо перетоков в установленный период;
- 9.7. Смежные с Поставщиком ВИЭ Участники оптового/розничного рынка обязаны согласовать Перечни средств измерений для целей коммерческого учета (являющиеся либо самостоятельным документом, либо приложением к Соглашению) и Соглашение в течение 30 (тридцати) календарных дней с даты их получения, в противном случае предоставить заявителю обоснованные причины несоответствия предоставленных Соглашений и Перечней средств измерений для целей коммерческого учета требованиям настоящего Порядка. В случае, если при согласовании смежным Участником Перечня средств измерений для целей коммерческого учета с Поставщик ВИЭ, возникает необходимость дополнительного согласования Перечня средств для целей коммерческого учета с третьей стороной, все вопросы по такому согласованию Перечня средств измерений для целей коммерческого учета обязан урегулировать Поставщик ВИЭ.
- 9.8. СР регистрирует Соглашения в течение 10 (десяти) рабочих дней со дня получения заявления о регистрации и направляет указанным субъектам уведомление о регистрации.
- 9.9. В случае отказа в регистрации СР направляет мотивированный отказ. Основаниями для отказа в регистрации Соглашения являются:
- противоречия между информацией, предоставленной сторонами по Соглашению;
 - несоответствие обязательным требованиям, установленным настоящим Порядком;
 - отсутствие согласованных СР Перечней средств измерений.
 - Указанный перечень является исчерпывающим.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ).

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1. Общие положения

- 1.1. Настоящий документ, именуемый далее по тексту «Технические требования», устанавливает технические требования к автоматизированным информационно-измерительным системам коммерческого учета электрической энергии (мощности) (далее – АИ ИС) для субъектов розничного рынка – поставщиков электроэнергии на основе возобновляемых источников (далее – Поставщики ВИЭ).
- 1.2. АИИС обеспечивают выполнение измерений в отношении всех точек измерений.
- 1.3. АИИС считается соответствующей требованиям розничного рынка, если в процессе ее создания и эксплуатации обеспечено выполнение технических требований, указанных в п.2.5.

2. Общие требования к АИИС

- 2.1. Целью создания и функционирования АИИС является измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом/розничном рынке электроэнергии.
- 2.2. Измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом/розничном рынке электроэнергии (далее - коммерческий учет), в соответствии с требованиями Закона Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» проводится с использованием аттестованных в установленном порядке методик выполнения измерений средствами измерений, имеющими сертификат об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии, действующие свидетельства о метрологической поверке.

2.3. Функции АИИС:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение ежесуточного резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовка данных в XML формате (Приложение 11.1.1) для их передачи по электронной почте НП «Совет рынка» или уполномоченную им на это организацию. Состав данных:
 - результаты измерений;
 - состояние объектов и средств измерений (перечень передаваемых данных указан в Приложении 11.1.1).
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны НП «Совет рынка» или уполномоченной им на это организации в соответствии с процедурой контрольного доступа и форматом запроса данных (Приложение 11.1.1);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне в объеме, установленном настоящим документом;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС в объеме, установленном настоящим документом;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС в объеме, установленном настоящим документом;
- ведение системы единого времени в АИИС (коррекция времени).

2.4. При создании АИИС должна быть предусмотрена возможность:

- санкционированного предоставления результатов измерений;
- предоставления информации о состоянии средств и объектов измерений НП «Совет рынка» или уполномоченной им на это организации.

2.5. АИИС должна соответствовать перечисленным в настоящем пункте требованиям по надежности, защищенности, функциональной полноте и степени автоматизации (Таблица 1).

1. Надежность		
Наименование параметра	Номер параметра (*)	Обязательность Исполнения
Надежность применяемых в системе компонент		
- ИИК		
- Трансформаторы тока (Параметры надежности в документации соответствуют п.6.3 $П_{И1}=1$, не соответствуют $П_{И1}=0$);	$П_{И1}$	да
- Трансформаторы напряжения (Параметры надежности в документации соответствуют п. 6.3 - $П_{И2}=1$, не соответствуют - $П_{И2}=0$);	$П_{И2}$	да
- электросчётчика (Параметры надежности ($T = 35000$ час тв = 7 суток) в описании типа соответствуют п.6.4 - $П_{И3}=1$, не соответствуют - $П_{И3}=0$);	$П_{И3}$	да
- ИВКЭ		
- УСПД (промконтроллер) с функциями ИВКЭ (Параметры надежности в описании типа $T = 35000$ час тв = 24 час соответствуют п.6.2 - $П_{И4}=1$, не соответствуют - $П_{И4}=0$);	$П_{И4}$	Да
- Сервер (Параметры надежности в документации ($T = 35000$ час, тв = 24 час) соответствуют п.6.2 - $П_{И4}=1$, не соответствуют - $П_{И4}=0$);		
- ИВК		
- УСПД (промконтроллер) с функциями ИВК (Параметры надежности в описании типа ($K_T = 0,99$ $T_B = 1$ час) соответствуют п.6.1 - $П_{И5}=1$, не соответствуют - $П_{И5}=0$);	$П_{И5}$	Да
- Сервер (Параметры надежности в документации ($K_T = 0,99$ $T_B = 1$ час) соответствуют п.6.1 - $П_{И5}=1$, не соответствуют - $П_{И5}=0$);		
- каналообразующая аппаратура		
- модем (В документации приведены параметры надежности (T , K_T или T_B) п.6.9 - $П_{И6}=1$, не приведены - $П_{И6}=0$);	$П_{И6}$	да
- мультимплексор (В документации приведены параметры надежности (T , K_T или T_B) п.6.9 - $П_{И7}=1$, не приведены - $П_{И7}=0$);	$П_{И7}$	да
- канал передачи данных:		
- ИИК - ИВКЭ (Параметры надежности соответствуют п.5.2.3.1 $П_{И8}=1$, не соответствуют $П_{И8}=0$);	$П_{И8}$	да
- ИВКЭ - ИВК (Параметры надежности соответствуют п.5.2.2.2 $П_{И9}=1$, не соответствуют $П_{И9}=0$);	$П_{И9}$	да
- ИВК - ИАСУ КУ (КО) (Параметры надежности соответствуют п.5.2.1.3 $П_{И10}=1$, не соответствуют $П_{И10}=0$).	$П_{И10}$	да
- СОЕВ (Параметры надежности соответствуют п.6.5 - $П_{И11}=1$, не соответствуют - $П_{И11}=0$);	$П_{И11}$	да
Надежность системных решений		
- резервирование питания		
- электросчётчика (В документации на АИИС схема электропитания счетчика соответствует требованиям п. 3.4.2 - $П_{И12}=1$, не соответствует - $П_{И12}=0$);	$П_{И12}$	да
- УСПД (промконтроллера) (В документации на АИИС схема	$П_{И13}$	да

электропитания УСПД соответствует требованиям п. 4.2.8 - $П_{113}=1$, не соответствует - $П_{113}=0$);		
- резервирование каналов связи		
- ИВКЭ – ИВК (В документации на АИИС предусмотрено резервирование, что соответствует требованиям п. 5.2.2.1 - $П_{114}=1$, не соответствует - $П_{114}=0$);	$П_{114}$	да
- ИВК - ИАСУ КУ (В документации на АИИС предусмотрено резервирование, что соответствует требованиям п. 5.2.1.2 - $П_{115}=1$, не соответствует - $П_{115}=0$);	$П_{115}$	да
- диагностика		
- журнал событий		
- счетчика		
- наличие факта параметрирования; (В «журнале событий» счетчика предусмотрена фиксация факта параметрирования, что соответствует требованиям п. 3.4.2 - $П_{116}=1$, не предусмотрена - $П_{116}=0$)	$П_{116}$	да
- наличие факта пропадания напряжения (В «журнале событий» счетчика предусмотрена фиксация факта пропадания питания, что соответствует требованиям п. 3.4.2 - $П_{117}=1$, не предусмотрена - $П_{117}=0$);	$П_{117}$	да
- наличие факта коррекции времени в счетчике (В «журнале событий» счетчика предусмотрена фиксация коррекции времени, что соответствует требованиям п. 3.4.2 - $П_{118}=1$, не предусмотрена - $П_{118}=0$);	$П_{118}$	да
- УСПД		
- наличие факта параметрирования (В «журнале событий» УСПД предусмотрена фиксация факта параметрирования, что соответствует требованиям п. 4.2.3 - $П_{119}=1$, не предусмотрена - $П_{119}=0$)	$П_{119}$	да
- наличие факта пропадания напряжения (В «журнале событий» УСПД предусмотрена фиксация факта пропадания напряжения, что соответствует требованиям п. 4.2.4 - $П_{120}=1$, не предусмотрена - $П_{120}=0$);	$П_{120}$	да
- наличие факта коррекции времени в счетчике (В «журнале событий» УСПД предусмотрена фиксация факта коррекции времени, что соответствует требованиям п. 4.2.3 - $П_{121}=1$, не предусмотрена - $П_{121}=0$);	$П_{121}$	да
- мониторинг состояния АИИС		
- удаленный доступ		
- возможность съема информации со счетчика автономным способом (В документации на счетчик предусмотрена такая возможность, что соответствует требованиям п.3.4.2 - $П_{122}=1$, не предусмотрена - $П_{122}=0$);	$П_{122}$	да
- возможность получения параметров удаленным способом (В документации на счетчик предусмотрена такая возможность, что соответствует требованиям п.3.4.2 - $П_{123}=1$, не предусмотрена - $П_{123}=0$);	$П_{123}$	да
- визуальный контроль информации на счетчике (В документации на счетчик предусмотрена такая возможность, что соответствует требованиям п.4.2.9 ГОСТ 30206 - $П_{124}=1$, не предусмотрена - $П_{124}=0$);	$П_{124}$	да
- Контроль достоверности и восстановление данных (В документации на АИИС предусмотрена такая возможность, что соответствует требованиям п. 5.1.1 - $П_{125}=1$, не предусмотрена - $П_{125}=0$);	$П_{125}$	да

- Довосстановление данных (В документации на АИИС предусмотрена такая возможность, что соответствует требованиям п. 5.1.2 - $П_{126}=1$, не предусмотрена - $П_{126}=0$);	$П_{126}$	да
- резервирование компонент системы (технических средств)		
- ИИК (В документации на АИИС предусмотрена резервирование компонент ИИК, что соответствует требованиям п. 6.10 - $П_{127}=1$, не предусмотрена - $П_{127}=0$);	$П_{127}$	да
- ИВК (В документации на АИИС предусмотрена резервирование компонент ИВКЭ, что соответствует требованиям п. 6.10 - $П_{128}=1$, не предусмотрена - $П_{128}=0$);	$П_{128}$	да
- ИВКЭ (В документации на АИИС предусмотрен резервирование компонент ИВК, что соответствует требованиям п. 6.10 - $П_{129}=1$, не предусмотрена - $П_{129}=0$);	$П_{129}$	да
- избыточность информации (В документации на АИИС предусмотрена избыточность информации, что соответствует требованиям п. 6.10 - $П_{130}=1$, не предусмотрена - $П_{130}=0$);	$П_{130}$	да
- резервирование информации		
- наличие резервных серверов (В документации на АИИС предусмотрено резервирование серверов, что соответствует требованиям п. 6.10 - $П_{131}=1$, не предусмотрена - $П_{131}=0$);	$П_{131}$	да
- наличие резервных баз данных (В документации на АИИС предусмотрено резервирование БД, что соответствует требованиям п.2.3 - $П_{132}=1$, не предусмотрена - $П_{132}=0$);	$П_{132}$	да
- перезапуск системы (наличие перезапуска и средств контроля зависания) (В документации на АИИС предусмотрен перезапуск системы, что соответствует требованиям п. 2.3 - $П_{133}=1$, не предусмотрена - $П_{133}=0$);	$П_{133}$	да
Организационные решения		
- наличие ЗИП (ЗИП имеется, что соответствует требованиям п. 6.6 - $П_{134}=1$, отсутствует - $П_{134}=0$);	$П_{134}$	да
- наличие эксплуатационной документации (Эксплуатационная документация имеется, что соответствует требованиям п. 6.6 - $П_{135}=1$, отсутствует - $П_{135}=0$);	$П_{135}$	да
Наименование параметра	Номер параметра (*)	Обязательность Исполнения
Защищённость применяемых компонент		
- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:		
- ИИК		
- Трансформаторы тока (Защита предусмотрена, что соответствует п. 3.2.10 - $П_{31}=1$, не предусмотрена - $П_{31}=0$)	$П_{31}$	да
- электросчётчика (Защита предусмотрена, что соответствует ГОСТ 30206 - $П_{32}=1$, не предусмотрена - $П_{32}=0$)	$П_{32}$	да
- вторичных цепей		
- наличие механической защиты проводников вторичных цепей (Защита предусмотрена, что соответствует п. 3.3.4 - $П_{33}=1$, не предусмотрена - $П_{33}=0$)	$П_{33}$	да
- промежуточных клеммников (Защита предусмотрена, что соответствует Гл.1.5 ПУЭ - $П_{34}=1$, не предусмотрена - $П_{34}=0$)	$П_{34}$	да
- испытательной коробки (Защита предусмотрена, что соответствует п. 3.3.2 - $П_{35}=1$, не предусмотрена - $П_{35}=0$)	$П_{35}$	да
- ИВКЭ		
- УСПД (промконтроллер) (Защита предусмотрена, что соответствует п. 4.2.1 - $П_{36}=1$, не предусмотрена - $П_{36}=0$)	$П_{36}$	да

- Сервер (Защита предусмотрена, что соответствует п.4.1.1 - $PI_{36}=1$, отсутствует $PI_{36}=0$)		
- ИВК		
- УСПД (промконтроллер) (Защита предусмотрена, что соответствует п. 2.11 - $PI_{37}=1$, не предусмотрена - $PI_{37}=0$) при использовании импульсных входов	PI_{37}	да
- Сервер (Защита предусмотрена, что соответствует п. 2.11 - $PI_{37}=1$, не предусмотрена - $PI_{37}=0$)		
- наличие защиты на программном уровне.		
- Информации:		
-при хранении:		
- соответствие АИИС по защите от НСД требованиям к классу 2Б РД Гостехкомиссии “Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации” (Защита предусмотрена, что соответствует п.5.1.5 - $PI_{38}=1$, не предусмотрена - $PI_{38}=0$)	PI_{38}	да
- при передаче:		
- использование электронной цифровой подписи:	PI_{39}	да
- результатов измерений (Наличие цифровой подписи, что соответствует п.5.1.1 - $PI_{310}=1$, отсутствие $PI_{310}=0$)	PI_{310}	да
- состояния объекта измерений (Наличие цифровой подписи, что соответствует п.5.1.1 - $PI_{311}=1$, отсутствие $PI_{311}=0$)	PI_{311}	нет
- состояние средств измерений (Наличие цифровой подписи, что соответствует п.5.1.1 - $PI_{312}=1$, отсутствие $PI_{312}=0$)	PI_{312}	да
- при параметрировании:		
- установка пароля на счетчик (Пароль предусмотрен, что соответствует п.3.4.2 - $PI_{313}=1$, не предусмотрен - $PI_{313}=0$)	PI_{313}	да
- установка пароля на УСПД (Пароль предусмотрен, что соответствует п.4.2.3 - $PI_{314}=1$, не предусмотрена - $PI_{314}=0$)	PI_{314}	да
- установка пароля на сервер (Пароль предусмотрен, что соответствует п.2.3 - $PI_{315}=1$, не предусмотрена - $PI_{315}=0$)	PI_{315}	да
- конфигурирование и настройка параметров АИИС (Предусмотрено, что соответствует п.2.3 - $PI_{316}=1$, не предусмотрено - $PI_{316}=0$)	PI_{316}	да
3. Функциональная полнота		
Наименование параметра	Номер параметра (*)	Обязательность Исполнения
Возможность проведения измерений следующих величин		
- автоматизированный учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета (Возможность имеется, что соответствует п. 3.1.1 - $PI_{\phi 1}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 1}=0$);	$PI_{\phi 1}$	да
- приращение активной электроэнергии (Возможность имеется, что соответствует п. 2.3 - $PI_{\phi 2}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 2}=0$);	$PI_{\phi 2}$	да
- приращение реактивной электроэнергии (Возможность имеется, что соответствует п. 2.3 - $PI_{\phi 3}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 3}=0$);	$PI_{\phi 3}$	да
- время и интервалы времени (Возможность имеется, что соответствует п. 2.12 - $PI_{\phi 4}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 4}=0$);	$PI_{\phi 4}$	да
- напряжение (Возможность имеется, что соответствует п. 5.1.1. -	$PI_{\phi 5}$	нет

$PI_{\phi 5}=1$, отсутствует $PI_{\phi 5}=0$);		
- ток (Возможность имеется, что соответствует п. 5.1.1. - $PI_{\phi 6}=1$, отсутствует $PI_{\phi 6}=0$);	$PI_{\phi 6}$	нет
- допустимый класс точности трансформатора тока при новом строительстве энергообъектов п. 3.2.4 -соответствует - $PI_{\phi 7}=1$, не соответствует - $PI_{\phi 7}=0$)	$PI_{\phi 7}$	да
- допустимый класс точности трансформатора напряжения (при новом строительстве энергообъектов п. 3.2.4 - соответствует $PI_{\phi 7}=1$, не соответствует $PI_{\phi 7}=0$)	$PI_{\phi 8}$	да
- допустимый класс точности счетчика (Соответствует п. 3.4.2 $PI_{\phi 9}=1$, не соответствует - $PI_{\phi 9}=0$)	$PI_{\phi 9}$	да
Возможность коррекции времени в		
- ИИК (Возможность имеется, что соответствует п. 3.4.2 - $PI_{\phi 10}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 10}=0$);	$PI_{\phi 10}$	да
- ИВКЭ (Возможность имеется, что соответствует п. 4.2.6 - $PI_{\phi 10}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 10}=0$);		
- ИВК (Возможность имеется, что соответствует п. 2.3 - $PI_{\phi 10}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 10}=0$)		
Возможность сбора информации		
- состояний средств измерения (Возможность имеется, что соответствует п. 5.1.1 - $PI_{\phi 11}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 11}=0$);	$PI_{\phi 11}$	да
- состояний объектов измерения (Положение обходных выключателей и других коммутационных аппаратов) (Возможность имеется, что соответствует п. 5.1.1 - $PI_{\phi 12}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 12}=0$);	$PI_{\phi 12}$	да
- результатов измерения (Возможность имеется, что соответствует п. 5.1.1 - $PI_{\phi 13}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 13}=0$);	$PI_{\phi 13}$	да
Цикличность		
- измерений:		
- 1 минутные приращения (присутствует $PI_{\phi 14}=1$, отсутствует $PI_{\phi 14}=0$);	$PI_{\phi 14}$	нет
- 3 минутные приращения (присутствует $PI_{\phi 15}=1$, отсутствует $PI_{\phi 15}=0$);	$PI_{\phi 15}$	нет
- 30 минутные приращения (Возможность имеется, что соответствует п. 2.3 - $PI_{\phi 16}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 16}=0$);	$PI_{\phi 16}$	да
- 60 минутные приращения (присутствует $PI_{\phi 17}=1$, отсутствует $PI_{\phi 17}=0$);	$PI_{\phi 17}$	нет
- 1 раз в сутки (присутствует $PI_{\phi 18}=1$, отсутствует $PI_{\phi 18}=0$);	$PI_{\phi 18}$	нет
- 1 раз в месяц (присутствует $PI_{\phi 19}=1$, отсутствует $PI_{\phi 19}=0$).	$PI_{\phi 19}$	нет
- сбора:		
- 1 минуты (присутствует $PI_{\phi 20}=1$, отсутствует $PI_{\phi 20}=0$);	$PI_{\phi 20}$	нет
- 3 минуты (присутствует $PI_{\phi 21}=1$, отсутствует $PI_{\phi 21}=0$);	$PI_{\phi 21}$	нет
- 30 минут (присутствует $PI_{\phi 22}=1$, отсутствует $PI_{\phi 22}=0$);	$PI_{\phi 22}$	нет
- 1 раз в час (присутствует $PI_{\phi 23}=1$, отсутствует $PI_{\phi 23}=0$);	$PI_{\phi 23}$	нет
- 1 раз в сутки (Возможность имеется, что соответствует п. 2.3 - $PI_{\phi 24}=1$, отсутствует $PI_{\phi 24}=0$);	$PI_{\phi 24}$	да
- 1 раз в месяц (присутствует $PI_{\phi 25}=1$, отсутствует $PI_{\phi 25}=0$).	$PI_{\phi 25}$	нет
Возможность предоставление информации		
- в НП «Совет рынка» или уполномоченную им на это организацию:		
- состояний средств измерения (Возможность имеется, что соответствует п. 2.3 - $PI_{\phi 26}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 26}=0$);	$PI_{\phi 26}$	нет
- состояний объектов измерения (Положение обходных выключателей и других коммутационных аппаратов) (Возможность имеется, что соответствует п. 2.3 - $PI_{\phi 27}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 27}=0$);	$PI_{\phi 27}$	да (***)
- результатов измерения (Возможность имеется, что соответствует п. 2.3 - $PI_{\phi 28}=1$, отсутствует - $PI_{\phi 28}=0$);	$PI_{\phi 28}$	да
- санкционированное представление результатов измерений, информации о состоянии средств и объектов измерений смежным субъектам (Возможность имеется, что соответствует п.	$PI_{\phi 29}$	да

2.4 - $PI_{q29}=1$, отсутствует - $PI_{q29}=0$);		
Возможность формирования учетных показателей		
- сведение простейшим способом баланса по сетевым элементам (при наличии необходимых точек измерений) (присутствует $PI_{q36}=1$, отсутствует $PI_{q36}=0$);	PI_{q36}	нет
- автоматическое замещение данных (присутствует $PI_{q37}=1$, отсутствует $PI_{q37}=0$);	PI_{q37}	нет
- учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета (Возможность присутствует, что соответствует п.5.1.1 - $PI_{q38}=1$, отсутствует $PI_{q38}=0$);	PI_{q38}	нет
- расчет учетных показателей (присутствует $PI_{q39}=1$, отсутствует $PI_{q39}=0$);	PI_{q39}	да
Глубина хранения информации (профиля):		
- ИИК (Возможность имеется, что соответствует п. 3.4.2 - $PI_{q40}=1$, отсутствует - $PI_{q40}=0$);	PI_{q40}	да
- ИВКЭ (Возможность имеется, что соответствует п. 4.2.7 - $PI_{q41}=1$, отсутствует - $PI_{q41}=0$) при использовании импульсных входов;	PI_{q41}	да
- ИВК (Возможность имеется, что соответствует п. 5.1.1 - $PI_{q42}=1$, отсутствует - $PI_{q42}=0$);	PI_{q42}	да
4. Степень автоматизации		
Наименование параметра	Номер параметра (*)	Обязательность Исполнения
Возможность проведения измерений следующих величин		
- учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета (Функция соответствует п.5.1.1 автоматизирована - $PI_{A1}=1$, нет $PI_{A1}=0$);	PI_{A1}	да
- приращение активной электроэнергии (Функция автоматизирована $PI_{A2}=1$, нет $PI_{A2}=0$);	PI_{A2}	да
- приращение реактивной электроэнергии (Функция автоматизирована $PI_{A3}=1$, нет $PI_{A3}=0$);	PI_{A3}	да
- среднеинтервальная активная мощность (Функция автоматизирована $PI_{A4}=1$, нет $PI_{A4}=0$);	PI_{A4}	да
- время и интервалы времени (Функция автоматизирована $PI_{A5}=1$, нет $PI_{A5}=0$);	PI_{A5}	да
- напряжение (Функция автоматизирована $PI_{A6}=1$, нет $PI_{A6}=0$);	PI_{A6}	нет
- ток (Функция автоматизирована $PI_{A7}=1$, нет $PI_{A7}=0$);	PI_{A7}	нет
Возможность коррекции времени в		
- ИИК (Функция автоматизирована $PI_{A8}=1$, нет $PI_{A8}=0$);	PI_{A8}	да
- ИВКЭ (Функция автоматизирована $PI_{A9}=1$, нет $PI_{A9}=0$);	PI_{A9}	да
- ИВК (Функция автоматизирована $PI=1$, нет $PI=0$);	PI_{A10}	да
Возможность сбора информации		
- состояний средств измерения (Функция автоматизирована $PI_{A11}=1$, нет $PI_{A11}=0$);	PI_{A11}	да
- состояний объектов измерения (Положение обходных выключателей и других коммутационных аппаратов) (Функция автоматизирована $PI_{A12}=1$, нет $PI_{A12}=0$);	PI_{A12}	да
- результатов измерения (Функция автоматизирована $PI_{A13}=1$, нет $PI_{A13}=0$);	PI_{A13}	да
Цикличность		
- измерений (Функция автоматизирована $PI_{A14}=1$, нет $PI_{A14}=0$)	PI_{A14}	да
- сбора (Функция автоматизирована $PI_{A15}=1$, нет $PI_{A15}=0$)	PI_{A15}	да
Возможность предоставления информации		
- в НП «Совет рынка» или уполномоченную им на это организацию:		
- состояний средств измерения (Функция автоматизирована $PI_{A16}=1$, нет $PI_{A16}=0$);	PI_{A16}	нет
- состояний объектов измерения (Положение обходных выключателей и других коммутационных аппаратов) (Функция	PI_{A17}	да

автоматизирована $П_{A17}=1$, нет $П_{A17}=0$);		
- результатов измерения (Функция автоматизирована $П_{A18}=1$, нет $П_{A18}=0$);	$П_{A18}$	да
Возможность формирования учетных показателей		
- сведение простейшим способом баланса по сетевым элементам (при наличии необходимых точек измерений) (Функция автоматизирована $П_{A22}=1$, нет $П_{A22}=0$);	$П_{A22}$	нет
- автоматическое замещение данных (Функция автоматизирована $П_{A23}=1$, нет $П_{A23}=0$);	$П_{A23}$	нет
- учет потерь от точки измерений до точки учета (Функция автоматизирована $П_{A24}=1$, нет $П_{A24}=0$);	$П_{A24}$	да
- расчет учетных показателей (Функция автоматизирована $П_{A25}=1$, нет $П_{A25}=0$);	$П_{A25}$	да
Хранение информации (профиля):		
- ИИК (Функция автоматизирована $П_{A26}=1$, нет $П_{A26}=0$);	$П_{A26}$	да
- ИВКЭ (Функция автоматизирована $П_{A27}=1$, нет $П_{A27}=0$);	$П_{A27}$	да
- ИВК (Функция автоматизирована $П_{A28}=1$, нет $П_{A28}=0$);	$П_{A28}$	да
- Синхронизация времени (Функция автоматизирована $П_{A29}=1$, нет $П_{A29}=0$);	$П_{A29}$	да

*) $П_i$ – параметры, относящиеся к конкретному критерию качества АИИС,

**) Требование по предоставлению в НП «Совет рынка» или уполномоченную им на это организацию состояний объектов измерений вступает в силу при их использовании для расчета значений учетных показателей, в случае если это требование закреплено в методике выполнения измерений или в алгоритме расчета учетных показателей.

2.6. В состав АИИС могут входить следующие компоненты:

- измерительные компоненты - ИИК точек учета электроэнергии субъекта;
- измерительный компонент – система обеспечения единого времени (СОЕВ) субъекта;
- вычислительный компонент - ИВКЭ заявителя;
- связующий компонент – технические средства приёма – передачи данных (каналообразующая аппаратура) и каналы связи;
- комплексный компонент, выполняющий функции связующего и вычислительного компонентов - ИВК заявителя.

2.6.1. Передача данных в XML формате в НП «Совет рынка» или уполномоченную им на это организацию в соответствии с п.2.3 производится по электронной почте. Конкретные E-mail получателя, дополнительные условия (механизм электронно-цифровой подписи, шифрование и иные мероприятия, обеспечивающие аутентичность передаваемых данных) для НП «Совет рынка» или уполномоченной им на это организацию определяются и тестируются при прохождении заявителем процедуры квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе возобновляемых источников энергии, в соответствии с общим набором требований по предоставлению электронных документов заявителем.

2.7. При создании АИИС, выбираются точки измерений электроэнергии, по результатам измерений в которых должны быть определены учётные показатели, используемые в финансовых расчетах на оптовом/розничном рынке с наименьшей погрешностью.

В случае расположения существующих точек измерения, удовлетворяющих данному требованию на стороне смежного субъекта и отсутствия согласия смежного субъекта на включение данных точек измерений в АИИС заявителя, допускается выбирать точки измерений на стороне заявителя и разработать алгоритм расчета учетного показателя.

- 2.8. АИИС является многоуровневой информационно-вычислительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений, количество уровней и архитектура построения которой определяются на стадии разработки технического задания и зависят от сложности и количества энергообъектов.

Как правило, АИИС имеет три уровня:

- первый уровень включает в себя ИИК и выполняет функцию проведения измерений;
- второй уровень включает в себя ИВКЭ и выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок;
- третий уровень ИВК включает в себя информационно-вычислительный комплекс;

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС.

- 2.9. ИИК обеспечивает автоматическое проведение измерений в точке измерений. В его состав входят:

- счетчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи.

- 2.10. ИВКЭ обеспечивает:

- интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии ИИК; дополнительно на ИВКЭ могут быть возложены функции автоматического:
- сбора информации по учету электроэнергии от ИИК;
- сбора и обработки информации о состоянии средств измерений;
- сбора и обработки информации о состоянии объектов измерений;
- расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки.

В состав ИВКЭ входят:

- контроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК;
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).
- дополнительно в состав ИВКЭ может входить промконтроллер или сервер в промышленном исполнении

- 2.11. ИВК обеспечивает:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- подготовка отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в НП «Совет рынка» или уполномоченную им на это организацию по электронной почте.

дополнительно на ИВК возложены функции:

- автоматической диагностики состояния объектов измерений;
- контроля достоверности результатов измерений;
- заверения подготовленного отчета в XML-формате электронно-цифровой подписью и отправка его в НП «Совет рынка» или уполномоченную им на это организацию по электронной почте;
- доступа НП «Совет рынка» или уполномоченной им на это организации к информации АИИС, в рамках процедуры технического контроля.

ИВК может обеспечивать замещение результатов измерений.

В состав ИВК входят:

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

2.12. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с/сутки. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ должна быть привязана к единому календарному времени.

2.13. Все средства измерений, являющиеся компонентами измерительных каналов АИИС, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации и иметь действующие свидетельства о поверке.

3. Требования к ИИК

3.1. Общие требования к ИИК

3.1.1. ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета (измерение реактивной электроэнергии обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- автоматическое выполнение измерений времени (обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения (обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных (обязательно при новом строительстве энергообъектов);

- безопасность хранения информации и программного обеспечения (далее - ПО) в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 и ГОСТ Р 51275;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВКЭ или ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- диагностику работы технических средств (обязательно при новом строительстве энергообъектов);
- автоматизированный учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета энергии.

3.2. Требования к трансформаторам тока и напряжения

- 3.2.1. Классы точности измерительных трансформаторов тока и напряжения должны быть не хуже 1,0.
- 3.2.2. При новом строительстве энергообъектов применяются трансформаторы тока, соответствующие требованиям ГОСТ 7746, и трансформаторы напряжения, соответствующие требованиям ГОСТ 1983.
- 3.2.3. Организации, ставшие участниками регулируемого сектора оптового рынка до 1 сентября 2006 с использованием зарегистрированных за ними на указанную дату групп точек поставки, а также гарантирующие поставщики, получающие право участвовать в отношениях по купле-продаже в новых группах точек поставки, за исключением случаев выделения новых групп точек поставки из зоны деятельности гарантирующего поставщика (территории, на которых энергосбытовая организация выполняет функции гарантирующего поставщика) или регистрации групп точек поставки на территории деятельности другого гарантирующего поставщика, и имеющие в эксплуатации измерительные трансформаторы тока и напряжения с классом точности 3 и хуже, относящиеся к соответствующим группам точек поставки, должны заменить указанные трансформаторы до 01.09.2010 г.
- 3.2.4. При новом строительстве энергообъектов необходимо устанавливать измерительные трансформаторы тока и напряжения со следующими характеристиками:

Классы точности измерительных трансформаторов тока:

- для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220кВ и выше – не хуже 0,2S;
- для генераторов с установленной мощностью 100МВт и более – не хуже 0,2S;
- для присоединений с установленной мощностью 100МВт и более – не хуже 0,2S;
- остальные присоединения - не хуже 0,5S.

Классы точности измерительных трансформаторов напряжения:

- для воздушных и кабельных линий с номинальным напряжением 220кВ и выше – не хуже 0,2;
- для генераторов с установленной мощностью 100МВт и более – не хуже 0,2;
- для присоединений с установленной мощностью 100МВт и более – не хуже 0,2;
- остальные присоединения – не хуже 0,5.

- 3.2.5. 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 электросчётчиков реализующих функцию контроля наличия напряжения с фиксацией в «Журнале событий»).
- 3.2.6. Для измерений в электрических сетях с заземленной нейтралью измерительные трансформаторы тока необходимо устанавливать в трех фазах, к которым следует подключать трехфазные трехэлементные счетчики (обязательно при новом строительстве энергообъектов).
- 3.2.7. Не допускается применение промежуточных трансформаторов тока.
- 3.2.8. Во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов.
- 3.2.9. Измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.
- 3.2.10. При новом строительстве энергообъектов выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа.

3.3. Требования к вторичным цепям

- 3.3.1. Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения.
- 3.3.2. При новом строительстве энергообъектов электросчетчик должен быть подключен к трансформатору напряжения отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания, при этом подсоединение кабеля к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную около счетчика. Допускается применение единой электрической цепи для подключения электросчетчиков к одному трансформатору напряжения, при условии обеспечения защиты всей цепи от несанкционированного доступа и выполнении требований, указанных в п.3.3.1.

- 3.3.3. В измерительных цепях ИИК точек измерений должна предусматриваться возможность замены электросчётчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок, блоков и т.п.).
- 3.3.4. При новом строительстве энергообъектов вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа.

3.4. Требования к счетчикам электроэнергии

3.4.1. Технические параметры и метрологические характеристики коммерческих счётчиков должны соответствовать требованиям ГОСТ 30206 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока». Счетчики должны обеспечивать реверсивный учёт для присоединений, где возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях.

3.4.2. Счетчики должны соответствовать следующим основным требованиям:

- класс точности - не хуже 0,5S;
- обеспечивать возможность подключения резервного источника питания и автоматического переключения на источник резервного питания при исчезновении основного (резервного) питания;
- наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров;
- обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов АИИС, в том числе для автономного считывания, удалённого доступа и параметрирования;
- наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже ± 5.0 секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ);
- наличие «Журнала событий», фиксирующего время и даты наступления событий.
В «Журнале событий» должны фиксироваться:
- попытки несанкционированного доступа;
- факты связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания.

- обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);
- обеспечивать автоматическую самодиагностику с формированием обобщённого сигнала в «Журнале событий» (обязательно при новом строительстве энергообъектов):
 - измерительного блока;
 - вычислительного блока;
 - таймера;
 - блока питания;
 - дисплея;
 - блока памяти (подсчет контрольной суммы).
- счетчики должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, определенных условиями эксплуатации;
- средняя наработка на отказ счетчика должна составлять не менее 35000 часов;
- межповерочный интервал – не менее 8-ми лет.

4. Требования к ИВКЭ

4.1. Общие требования к ИВКЭ

4.1.1. ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;
- сбор данных о состоянии объектов измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- ведение Журнала событий;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений;
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии средств измерений;
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии объектов измерений;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- диагностику работы технических средств;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств измерений;
- хранение данных о состоянии объектов измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

- расчет потерь электроэнергии от точек измерений к точкам учета в сетевых элементах (в силовых трансформаторах, линиях электропередачи и т.п.)¹.

4.1.2. Технические средства ИВКЭ, при их размещении в электроустановках, должны быть выполнены в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью (согласно подпункту 2 пункта 1.1.13 ПУЭ) с возможностью их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

4.1.3. Размещение технических средств, используемых персоналом при эксплуатации ИВКЭ и ИВК при выполнении автоматизированных функций, должно соответствовать требованиям эргономики для производственного оборудования по ГОСТ 12.2.049..

4.1.4. При отсутствии ИВКЭ его функции выполняет ИВК.

4.2. Требования к промконтроллерам (УСПД)

4.2.1. На генерирующих объектах ВИЭ должны быть использованы промконтроллеры, защищенные от несанкционированного доступа как в аппаратной части (разъёмом, функциональным модулем и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей).

4.2.2. Функции промконтроллера (в автоматическом режиме):

- сбор результатов измерений от счётчиков по цифровым интерфейсам;
- обработку результатов измерений в соответствии с параметрированием промконтроллера;
- предоставление интерфейса доступа к собранной информации;
- синхронизация времени, как в самом промконтроллере, так и в счетчиках электроэнергии, передающих информацию в данный промконтроллер;
- самодиагностика с фиксацией в «Журнале событий» или на цифровом табло.

4.2.3. Промконтроллер должен обеспечивать параметрирование (установку настраиваемых параметров) при первоначальной установке, после вывода из ремонта, в процессе эксплуатации самого промконтроллера и при замене счетчиков, изменении схемы учета, коммуникационных параметров и т.п. Параметрирование промконтроллера возможно только при снятии механической пломбы и вводе пароля, при этом в «Журнале событий» промконтроллера автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени.

При параметрировании промконтроллера различаются следующие события, подлежащие обязательной фиксации в «Журнале событий»:

¹ Учет потерь возможно проводить в одном из следующих устройств: электросчетчике, ИВКЭ, ИВК или в ИАСУ КУ, если заявителем принято соответствующее решение. При проведении расчетов потерь в ИАСУ КУ, учет потерь в ИВК не производится.

- ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования);
 - установка текущих значений времени и даты.
- 4.2.4. При новом строительстве энергообъектов должно быть обеспечено автоматическое ведение «Журнала событий», в котором фиксируются время и даты наступления событий, указанных в настоящих Технических требованиях, а также следующие факты:
- попытки несанкционированного доступа;
 - связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отключение питания.
- 4.2.5. Промконтроллер должен иметь встроенные энергонезависимые часы, обеспечивающие ведение даты и времени, рекомендуемая точность хода которых не хуже ± 5.0 с/сутки.
- 4.2.6. При новом строительстве энергообъектов и/или модернизации АИИС промконтроллер должен обеспечивать автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени.
- 4.2.7. Промконтроллер должен обеспечивать хранение:
- суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу не менее 35 суток;
 - электропотребление (выработку) за месяц по каждому каналу и по группам не менее 35 суток (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования);
- 4.2.8. Напряжение питания промконтроллера от сети переменного или постоянного тока должно составлять 110, 220В с допустимым отклонением напряжения в пределах $\pm 20\%$. Промконтроллер должен иметь резервный источник питания и обеспечивать автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно (обязательно при создании АИИС). Электропотребление промконтроллера, с полным набором электронных модулей, не должно превышать 100 Вт. Охлаждение промконтроллера должно осуществляться за счет естественной конвекции. Промконтроллер должен обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, в соответствии с условиями эксплуатации.

4.2.9. Необходимо использовать промконтроллер, выполненный в едином корпусе, обеспечивающем возможность одностороннего обслуживания и степень защиты не ниже IP 51 (в соответствии с ГОСТ 14254). Допускается устанавливать промконтроллер со степенью защиты IP 50 в сухих помещениях (температура окружающего воздуха (20-5) при относительной влажности (65±15) %) или в специализированных шкафах, имеющих степень защиты не менее IP 51. Конструкция промконтроллера должна позволять его размещение как на стандартных панелях, так и в специализированных шкафах (при использовании внешних модемов).

5. Требования к ИВК

5.1. Общие требования к ИВК

5.1.1. ИВК обеспечивает:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИВКЭ, обслуживаемых данным ИВК;
- сбор данных о состоянии объектов измерений со всех ИВКЭ, обслуживаемых данным ИВК;
- контроль достоверности данных;
- контроль восстановления данных;
- учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета²;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии и других физических величин;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений (не менее 3,5 лет);
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- агрегирование показаний счетчиков с учетом возможного изменения электрической схемы;
- возможность передачи в НП «Совет рынка» или уполномоченную им на это организацию:
 - результатов измерений;
 - данных о состоянии средств измерений;
 - данных о состоянии объектов измерений;
- возможность использования средств электронной цифровой подписи для передачи в НП «Совет рынка» или уполномоченную им на это организацию:
 - результатов измерений;
 - данных о состоянии средств измерений;
 - данных о состоянии объектов измерений;
- безопасность хранения данных и программного обеспечения в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;

² Учет потерь возможно проводить в одном из следующих устройств: электросчетчике, ИВКЭ, ИВК или в ИАСУ КУ, если заявителем принято соответствующее решение. При проведении расчетов потерь в ИАСУ КУ, учет потерь в ИВК не производится.

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и программного обеспечения.

- 5.1.2. Рекомендуется обеспечить режим довосстановления данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.)
- 5.1.3. Технические средства ИВК должны размещаться с соблюдением требований СанПин 2.2.2.542 и ГОСТ Р 51318.22 (СИСПр 22-97) по классу А, а также обеспечивать удобство технического обслуживания.
- 5.1.4. Программное обеспечение ИВК должно иметь русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).
- 5.1.5. Программное обеспечение ИВК рекомендуется выполнять в соответствии с РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» Государственной технической комиссии при Президенте Российской Федерации по классу 2Б, за исключением организации физической охраны информации.

5.2. Требования к каналам связи

5.2.1. Требования к каналам связи между ИВК и ИАСУ КУ

- 5.2.1.1. При организации каналов связи рекомендуется обеспечивать их резервирование. Основной и резервный каналы связи должны быть разделены как на физическом, так и на логическом уровнях.
- 5.2.1.2. При организации каналов связи рекомендуется обеспечивать их резервирование. Основной и резервный каналы связи должны быть разделены как на физическом, так и на логическом уровнях.
- 5.2.1.3. В качестве основного канала рекомендуется использовать выделенный канал связи до сети провайдера Интернет или канал единой сети связи электроэнергетики.
- 5.2.1.4. В качестве резервного канала связи могут быть использованы:
- телефонная сеть общего пользования;
 - GSM-сеть связи;
 - ведомственная сеть связи;
 - другие линии и сети связи, удовлетворяющие настоящим требованиям по надёжности и скорости передачи данных.
- 5.2.1.5. Резервный канал связи рекомендуется организовывать со скоростью передачи не менее 9600 бит/с с коэффициентом готовности не хуже 0,95.

5.2.2. Требования к каналам связи между ИВКЭ и ИВК

- 5.2.2.1. Необходимость резервирования каналов связи между ИВК и ИВКЭ определяется проектировщиком при расчете надежности функционирования АИИС.

5.2.2.2. Рекомендуется использовать каналы связи со скоростью передачи не менее 9600 бит/с и коэффициент готовности не хуже 0,95.

5.2.2.3. В качестве каналов связи могут быть использованы:

- телефонная сеть общего пользования;
- GSM-сеть связи;
- канал единой сети связи электроэнергетики;
- ведомственная сеть связи;
- другие линии и сети связи, удовлетворяющие настоящим требованиям по надёжности и скорости передачи данных.

5.2.3. Требования к каналам связи между ИИК и ИВКЭ

5.2.3.1. При организации каналов связи между ИИК и ИВКЭ рекомендуется обеспечить взаимодействие через промышленную локальную сеть или ее фрагмент, специально выделенный для целей коммерческого учета.

5.2.3.2. При организации каналов связи между ИИК и ИВК в случае отсутствия уровня ИВКЭ может обеспечиваться:

- резервирование канала связи, если источник синхронизации времени находится на ИВК;
- скорость передачи не менее 9600 бит/с и коэффициентом готовности не хуже 0,95.

5.2.3.3. В качестве каналов связи могут быть использованы:

- выделенная телефонная линия сети общего пользования;
- GSM-сеть связи;
- ведомственная сеть связи;
- другие линии и сети связи, удовлетворяющие настоящим требованиям по надёжности и скорости передачи данных.

5.2.3.4. При организации информационного взаимодействия между ИИК и ИВК в случае отсутствия уровня ИВКЭ допускается использование на физическом уровне протоколов RS-485, RS- 232, ИРПС и др.

Примечание - При организации каналов GSM-сети связи рекомендуется подтверждение оператором связи гарантированной полосы пропускания, обеспечивающей скорость передачи не менее 9600 бит/с и коэффициент готовности канала не хуже 0,9.

6. Требования по надёжности

6.1. Значения показателей надёжности ИВК рекомендуется иметь не ниже заданных:

- коэффициент готовности – не менее 0,99;
- среднее время восстановления - не более 1 часа.
(при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя)

- 6.2. Значения показателей надежности ИВКЭ рекомендуется иметь не ниже заданных::
- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;
 - среднее время восстановления - не более 24 часов.
- (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя)
- 6.3. Надежность ИИК, определяется как совокупность надежности измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии. В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения в соответствии с ГОСТ 1983 и ГОСТ 7746 выбираются: средний срок службы и средняя наработка до отказа.
- 6.4. Значения показателей надежности счетчиков электроэнергии рекомендуется иметь не ниже заданных:
- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;
 - среднее время восстановления - не более 7 суток.
- (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя)
- 6.5. Значения показателей надежности СОЕВ рекомендуется иметь не ниже заданных:
- коэффициент готовности – не менее 0,95;
 - среднее время восстановления – не более 168 часов.
- (при наличии этих показателей в паспорте или справке производителя).
- 6.6. Требования по обеспечению надежности должны выполняться при модернизации, новом строительстве энергообъектов и сопровождении (наличие эксплуатационной документации, ЗИП, паспортов или справок производителя) АИИС, ИВКЭ, ИВК, ИИК и СОЕВ.
- 6.7. Выполнение требований к показателям надежности должно подтверждаться в период эксплуатации АИИС.
- 6.8. Для планирования, координации и контроля выполнения указанных выше требований по надежности заявитель должен разработать программу обеспечения надежности, содержащую необходимые организационные и технические мероприятия, в соответствии с ГОСТ 27.002.
- 6.9. При новом строительстве в документации на каналобразующую аппаратуру (модемы, мультиплексоры и т.п.) должны указываться параметры надёжности (коэффициент готовности и время восстановления).
- 6.10. Для повышения надёжности рекомендуется резервирование отдельных компонент АИИС и использование избыточной информации.
- 7. Требования к метрологическому обеспечению**
- 7.1. Метрологическое обеспечение АИИС в соответствии с ГОСТ Р 8.596 должно включать в себя следующее:

- разработку и аттестацию МВИ электроэнергетики (мощности) и МВИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете;
 - метрологическую экспертизу технической документации АИИС;
 - утверждение типа и испытания АИИС с целью утверждения типа в соответствии с МИ 2441;
 - поверку АИИС;
 - метрологический надзор за состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС в целом;
 - метрологический надзор за аттестованными МВИ, соблюдением метрологических правил и норм.
- 7.2. Средствами измерений, на которые распространяются требования, указанные в п.2.5. настоящих Технических требований, являются: АИИС, измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики коммерческого учета электроэнергии, информационно-измерительные комплексы электроустановок и система обеспечения единого времени.
- 7.3. Поверке подлежат отдельные ИИК, внесенные в Государственный реестр средств измерений. Поверка производится в соответствии с нормативными документами, утверждаемыми по результатам испытаний по утверждению типа средства измерений.
- 7.4. До момента ввода АИИС в постоянную эксплуатацию должна быть проведена метрологическая поверка агрегатных элементов измерительного тракта (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики, а также промышленный контроллер, если он осуществляет функцию синхронизации времени), что должно быть подтверждено свидетельством о поверке. Поверка производится в соответствии с Приказом Госстандарта Российской Федерации от 18 июля 1994 года №125.
- 7.5. В соответствии с требованиями закона Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» до сдачи АИИС в постоянную эксплуатацию заявитель должен разработать и аттестовать в установленном порядке МВИ для каждого ИИК. Разработку МВИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563.
- 7.6. При расчёте суммарной погрешности должны быть учтены следующие составляющие:
- токовая погрешность трансформатора тока по ГОСТ 7746;
 - погрешность напряжения трансформатора напряжения по ГОСТ 1983;
 - основная погрешность счетчика по ГОСТ 30206;
 - погрешность трансформаторной схемы включения счетчика за счет угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;

- дополнительные погрешности счетчика электроэнергии от влияния внешних величин;
 - погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения в соответствии с ПУЭ, Инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей;
 - погрешность синхронизации при измерении текущего календарного времени в соответствии с технической документацией на компоненты АИИС, выполняющих функции по синхронизации времени и предназначенных для проведения измерений.
- 7.7. Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому ИИК, для значений $\cos \varphi$ в интервале $0,8 \div 1$ не должны превышать:
- для области нагрузок до $2\%^3$ (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
 - для области малых нагрузок ($2 - 20\%$ включительно)³ не хуже $2,9\%$;
 - для диапазона нагрузок $20 - 120\%$ не хуже $1,7\%$.
- 7.8. Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу, для значений $\cos \varphi$ в интервале $0,5 \div 0,8$ не должны превышать:
- для области нагрузок до $2\%^3$ (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
 - для области малых нагрузок ($2 - 20\%$ включительно)³ не хуже $5,5\%$;
 - для диапазона нагрузок $20 - 120\%$ не хуже $3,0\%$.
- 7.9. Перечень документов (ГОСТ, РД, МИ и др.), регулирующих техническое и метрологическое обеспечение коммерческого учёта электроэнергии заявителей, приведён в Приложении 1.

8. Техническое и метрологическое регулирование коммерческого учёта

В части организации технического и метрологического обеспечения коммерческий учёт электроэнергии заявителя должен соответствовать следующим документам:

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования;

³ При использовании трансформаторов тока класса точности не хуже $0,5$ вместо 2% в соответствии с ГОСТ 7746 необходимо применять 5% .

- ГОСТ 12.2.049-80 Оборудование производственное. Общие эргономические требования;
- ГОСТ 14254-96. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP);
- ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения;
- ГОСТ 30206-94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 s и 0,5 s);
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
- ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
- ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97). Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний;
- ГОСТ 7746-2001. «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ГОСТ 8.217-87. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ГОСТ 8.216-87. «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- ГОСТ Р 8.563–96. ГСИ. Методика выполнения измерений»;
- ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
- ГОСТ Р 52069.0-2003 Защита информации. Система стандартов. Основные положения;
- ГОСТ Р 51275- 1999 Защита информации. Объект информатизации. Факторы воздействующие на информацию. Общие положения;
- РД 34.11.502-95. Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования;

РД 34.11.202-95. Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации;

РД 34.11.321-96. Нормативные документы для тепловых электростанций и котельных. Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций;

РД 34.11.333-97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии;

РД 34.11.334-97. Типовая методика выполнения измерений электрической мощности;

РД 34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования;

РД 34.11.408-91. Типовая программа метрологической аттестации каналов телеизмерений оперативно-информационного комплекса автоматизированной системы диспетчерского управления;

РД 153-34.0-11.209-99. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности;

РМГ 29-99 Рекомендации по межгосударственной стандартизации Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения;

МИ 222-80 Методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам компонентов;

МИ 2168-91 ГСИ ИИС. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов;

МИ 2439-97 ГСИ Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля;

МИ 2440-97 ГСИ Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов;

МИ 2441-97 ГСИ Испытания с целью утверждения типа измерительных систем. Общие требования;

МИ 2539-99 ГСИ Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки;

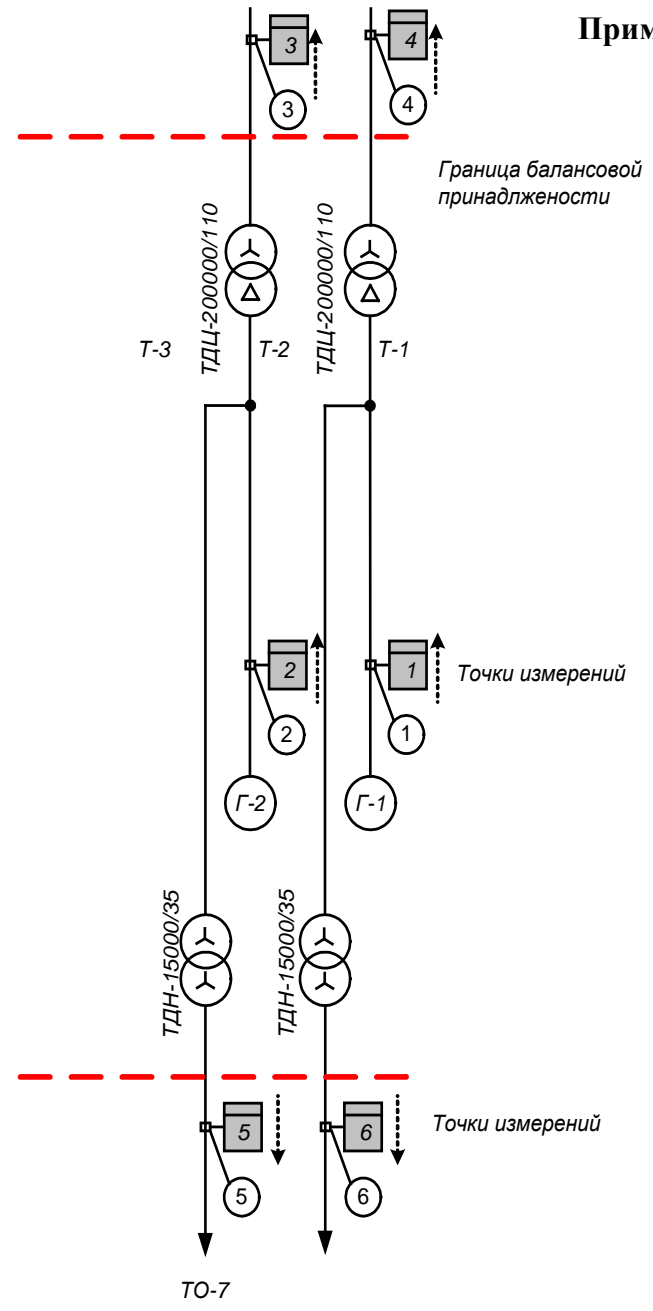
МИ 2808-2003 ГСИ Количество электрической энергии. Методика выполнения измерений при распределении небалансов на оптовом рынке электрической энергии;

АВОД.466364.007МП. Автоматизированные системы коммерческого учета электрической энергии АСКУЭ-С. Методика поверки. – М., ВНИИМС, 2001;

Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей – М.: СПО Союзтехэнерго, 1979;

Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.2.542-96 «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» (Постановление Госкомсанэпиднадзора РФ от 14 июля 1996г. №14).

Пример однолинейной схемы



Состав точек измерений

Таблица 1

Точка измерений	Тип (потребление/ генерация)	Точки измерений (в скобках – обозначение на схеме, если используется иное)	Диспетчерское название генераторов (заполняется только для точек измерений генерации)
Точка измерений	потребление	Точка измерений №1	
		Точка измерений №2	
		...	
		Точка измерений №6	
...			

Состав электрооборудования, изображенного на схеме

Таблица 2

№	Наименование	Обозначение на схеме	Характеристики	Примечание
1.	Точка измерений «А»	Точка измерений №1, Точка измерений №2, Точка измерений №3, Точка измерений №4, Точка измерений №5, Точка измерений №6		
1.1.				
1.2.				
1.3.				
1.4.	...			
...				