

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ
И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и
испытаний в Красноярском крае, Республике Хакасия и Республике Тыва»
(ФБУ «Красноярский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ГЦИ СИ



Автоматизированная информационно–измерительная система
коммерческого учета электроэнергии по объекту
«Солнечная электростанция Абаканская»

Методика поверки

С Изменением № 1

18-18/04 МП

Красноярск

2019

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.....	3
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	3
3 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	3
4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	4
5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	5
6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	5
7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	6
8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	6
9 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	6
10 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	7
11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	11
Приложение А	13

(Измененная редакция, изм. № 1)

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии по объекту «Солнечная электростанция Абаканская», далее АИИС КУЭ «СЭС Абаканская».

1.2 Поверке подлежит АИИС КУЭ: «Солнечная электростанция Абаканская» покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596. Состав АИИС КУЭ «СЭС Абаканская» приведен в приложении А.

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ в целях утверждения типа перед вводом в эксплуатацию.

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ с интервалом между поверками (ИМП) 4 года.

1.3 Измерительные компоненты системы (ИКС) поверяют с интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки ИКС наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки и восстановления ИКС выполняется проверка ИКС в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, корректировка часов и т.п.).

1.4 Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены ее измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке системы с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ПР 50.2.012-94	«ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений»
Р 50.2.077-2014	«ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения»
ГОСТ Р 8.596-2002	«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»
ГОСТ Р 56069-2018	«Требования к экспертам и специалистам. Поверитель средств измерений. Общие требования»
ГОСТ 12.2.007.0-75 (с изм. № 1,2,3,4)	«ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»
ГОСТ 12.2.007.3-75 (с изм. № 1,2,3,4)	«ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности».
Приказ Минпромторга РФ от 2 июля 2015 г. № 1815	«Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» (с изменениями на 28 декабря 2018 года)»
Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н	«Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 15 ноября 2018 года)»

(Раздел 2 измененная редакция, изм. № 1)

3 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

3.1 В настоящей методике использованы следующие обозначения:

$U_{ном}$ - номинальное напряжение;

$U_{л}$ - падение напряжения в проводной линии связи;

$S_{ном}$ - номинальная мощность;

3.2 В настоящей методике использованы следующие сокращения:

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;

АРМ - автоматизированное рабочее место;

БД - база данных;

ИВК - информационно-вычислительный комплекс;

ИВКЭ - информационно-вычислительный комплекс электроустановки;

ИИК - информационно-измерительный комплекс;

ИК - измерительный канал;

ИИС - информационно-измерительная система;

ИМП - интервал между поверками;

КУЭиМ - коммерческий учет электроэнергии и мощности;

МХ - метрологическая характеристика;

ПО - программное обеспечение;

СИ - средство измерений;

ТН - трансформатор напряжения;

ТТ - трансформатор тока;

УСПД - устройство сбора и передачи данных;

УСВ - устройство синхронизации времени;

СЭС - солнечная электростанция.

4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки проводят операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при поверке		
			первичной	периодической	внеочередной
1	Внешний осмотр	10.1	Да	Да	Да
2	Проверка измерительных компонентов (ИК) системы	10.2	Да	Нет	Нет
3	Проверка счетчиков электрической энергии	10.3	Да	Да	Да
4	Проверка УСПД	10.4	Да	Да	Да
5	Подтверждение соответствия ПО	10.5	Да	Да	Да
6	Проверка функционирования сервера АИИС КУЭ	10.6	Да	Да	Да
7	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	10.7	Да	Нет	Да
8	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	10.8	Да	Нет	Да
9	Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и	10.9	Да	Нет	Да

	счетчиком				
10	Проверка погрешности часов ИКС	10.10	Нет	Да	Да
11	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	10.11	Нет	Да	Да

5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки должны использоваться средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Содержание и объем испытаний

№ п/п	Наименование средства поверки
1	Переносной компьютер с ПО «Пирамида 2000»
2	УСВ-2 с GPS-приемником
3	Термометр лабораторный с пределом измерений от - 40 до +50 °С, абс. погрешность не более ± 1 °С
4	Измеритель параметров электробезопасности электроустановки МРІ-505. Диапазон измерения от 0,13 до 1999 Ом.

5.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик с требуемой точностью.

5.3 Применяемые средства измерений должны иметь действующие свидетельства о поверке.

6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

6.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных на соответствие требованиям ГОСТ Р 56069, изучивших настоящую рекомендацию и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

(Измененная редакция, изм. №1)

6.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации" и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

6.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации" и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь

удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

6.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации", и, прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей", "Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 15 ноября 2018 года)", а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

7.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3.

(Раздел 7 измененная редакция, изм. № 1)

8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

9 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

9.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на информационно-измерительные комплексы (ИИК);
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке).

9.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;

- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НД на средства поверки;

- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение - после всех отсоединений.

10 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

10.1 Внешний осмотр

10.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений СИ, наличие поверительных пломб и клейм.

10.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

10.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в паспорте - формуляре на АИИС КУЭ.

10.1.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

10.2 Проверка измерительных компонентов ИК

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех СИ ИК АИИС КУЭ: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

10.3 Проверка счетчиков электрической энергии

10.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций па счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

10.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

10.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью

переносного компьютера. Преобразователь подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

10.3.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

10.4 Подтверждение соответствия ПО

10.4.1 Подтверждение соответствия ПО проводят по Р 50.2.077, раздел 6.

10.4.2 После запуска ПО «Пирамида 2000» запускают программу хэширования файлов «MD5.exe» и открывают каталог модулей сервера БД.

10.4.3 Выделяют файлы, наименование которых приведено в табл. 3. и просчитывают хэш-коды. Проверку считают успешной, если хэш-коды соответствуют данным в табл. 3.

Таблица 3 — Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Версия ПО	Наименование программного модуля	Наименование файла	Значение хэш-кода
ПО «Пирамида 2000»	3.0	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
		Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
		Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
		Общий модуль функций расчета различных значений и проверки точности вычислений	Metrology.dll	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	f557f885b737261328cd77805bd1ba7
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам сеейства МЭК	ParseIEK.dll	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
		Модуль обработки значений физических величин,	ParsePiramida.dll	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979

Наименование программного обеспечения	Версия ПО	Наименование программного модуля	Наименование файла	Значение хэш-кода
		передаваемых по протоколу Пирамида		f
		Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных НСИ	SynchroNSI.dll	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
		Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

(таблица 3, измененная редакция, изм. № 1)

10.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

10.5.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи измерительных трансформаторов напряжения (ТН) со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

10.5.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10 % от номинального напряжения ($U_{ном}$).

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25÷1,0) от номинальной ($S_{ном}$). Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками ИК. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

10.6 Проверка функционирования сервера АИИС КУЭ

10.6.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

10.6.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ.

10.6.3 Проверяют защиту программного обеспечения на ЭВМ АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает выполнять работу.

10.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

10.7.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока (ТТ). При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

10.7.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0) S_{ном}$.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками ИК. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

10.8 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Измеряют падение напряжения (U_n) в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания:

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов - протоколов на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками ИК. Результаты проверки считают положительными, если паспорт- протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

10.9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Измеряют падение напряжения (U_n) в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания:

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов - протоколов на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками ИК. Результаты проверки

считают положительными, если паспорт- протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

10.10 Проверка погрешности часов счетчиков

УССВ производит синхронизацию собственных встроенных часов по сигналам проверки времени ГЛОНАСС/GPS, непрерывно. Время УСПД сличается с временем УССВ один раз в 30 минут, коррекция времени УСПД производится при расхождении, превышающем ± 1 с. Сличение часов счётчиков с часами УСПД осуществляется каждые 30 минут, коррекция производится один раз в сутки при достижении расхождения с часами УСПД, более ± 1 с. Часы ИВК «ИКМ Пирамида» сличаются с часами УСПД каждые 30 минут, коррекция часов ИВК производится при расхождении с часами УСПД, превышающем ± 1 с.

10.11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти центрального сервера.

В момент проверки все технические средства, входящие в проверяемый ИК, должны быть включены.

10.11.1 На центральном компьютере ИВК системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устранным отказом какого-либо компонента системы.

10.11.2 Распечатывают журнал событий счетчиков и ИВК и отмечают моменты нарушения связи с СИ. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти сервера БД на тех интервалах времени, в которые была нарушена связь.

10.11.3 Распечатывают на центральном компьютере ИВК профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и сервере БД не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

10.11.4 Рекомендуется сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в сервере БД системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в сервере БД системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 10 выписывают

свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с приказом Минпромторга РФ от 2 июля 2015 г. № 1815. В приложении к свидетельству указывают перечень СИ с указанием заводских номеров.

11.2 Поверительные клейма наносят в соответствии с приказом Минпромторга РФ от 2 июля 2015 г. № 1815.

11.3 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признаются негодными к дальнейшей эксплуатации и на них выдают извещение о непригодности в соответствии с в соответствии с приказом Минпромторга РФ от 2 июля 2015 г. № 1815 с указанием причин.

(Раздел 11 измененная редакция, изм. № 1)

Начальник ОСНТР



/Н.М. Лясковский/

Инженер 2 категории ОСНТР



/Е.Н. Попова/

Ведущий инженер ОСНТР



/С.Г. Пурнов/

Приложение А

Требования к составу ИК, комплектности АИИС КУЭ и погрешности ИК

Состав ИК точек учета электроэнергии приведен в табл. А.1.

Таблица А.1 – Состав ИК 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ «СЭС Абаканская»

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИИК			УСПД	Вид электроэнергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)		
1	РУ-10 кВ СЭС, 1 сш 10 кВ, яч.Вв-1	СЭТ-4ТМ.03М K _T =0,2S/0,5 I _{ном(макс.)} =5(10)А № ГР 36697-12	ARM4/N3F, 3 ед.; K _T 0,5S; K _i = 400/5 № ГР 50604-12	VRQ2N/S3, 3 ед.; КТ 0,5; K _u = 10000:√3/100:√3 № ГР 47913-11	СИКОН С50, № ГР 28523- 05	Активная, реактивная
2	РУ-10 кВ СЭС, 2 сш 10 кВ, яч.Вв-2	СЭТ-4ТМ.03М K _T =0,2S/0,5 I _{ном(макс.)} =5(10)А № ГР 36697-12	ARM4/N3F, 3 ед.; K _T 0,5S; K _i = 400/5 № ГР 50604-12	VRQ2N/S3, 3 ед.; КТ 0,5; K _u = 10000:√3/100:√3 № ГР 47913-11		Активная, реактивная
3	РУ-10 кВ СЭС, 1 сш 10 кВ, яч. БИ 1,3	СЭТ-4ТМ.03М K _T =0,2S/0,5 I _{ном(макс.)} =5(10)А № ГР 36697-12	ARM4/N3F, 3 ед.; K _T 0,5S; K _i = 400/5 № ГР 50604-12	VRQ2N/S3, 3 ед.; КТ 0,5; K _u = 10000:√3/100:√3 № ГР 47913-11		Активная, реактивная
4	РУ-10 кВ СЭС, 2 сш 10 кВ, яч. БИ 2,4	СЭТ-4ТМ.03М K _T =0,2S/0,5 I _{ном(макс.)} =5(10)А № ГР 36697-12	ARM4/N3F, 3 ед.; K _T 0,5S; K _i = 400/5 № ГР 50604-12	VRQ2N/S3, 3 ед.; КТ 0,5; K _u = 10000:√3/100:√3 № ГР 47913-11		Активная, реактивная

(Таблица А.1 измененная редакция, изм. № 1)