



ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦИИ,
МЕТРОЛОГИИ И ИСПЫТАНИЙ В Г. МОСКВЕ»
(ФБУ «РОСТЕСТ – МОСКВА»)

СОГЛАСОВАНО

Директор Филиала ООО УК
«РусЭнергоМир» в г. Москве


А.Л. Романов
09 2016 г.



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель
Генерального директора
ФБУ «Ростест-Москва»


Е.В. Морин
09 2016 г.



**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ПС 220 кВ Металлургическая**

**Программа испытаний
в целях утверждения типа
РТ-ПИ-3959-500-2016**

г. Москва
2016

Настоящая программа испытаний в целях утверждения типа средства измерений единичного производства устанавливает объект испытаний, содержание и объём испытаний, условия проведения испытаний, методы (методики) испытаний, идентификацию программного обеспечения и оценку влияния на метрологические характеристики средства измерений, определение интервала между поверками и анализ конструкции средства измерений.

1 Объект испытаний

Объектом испытаний является система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Металлургическая.

Заводской номер АУВП.411711.ФСК.057.06. Характер производства: единичное.

Изготовитель: ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС», г. Москва.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Металлургическая (далее по тексту - АИИС КУЭ) АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Металлургическая ПАО «ФСК ЕЭС».

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) системы скомплектованы из измерительных компонентов утвержденных типов, внесенных в Государственный реестр средств измерений РФ (Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений).

Состав ИК системы и их метрологические характеристики приведены в проекте описания типа средства измерения система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Металлургическая.

2 Содержание и объём испытаний

Испытания системы включают в себя следующие этапы:

- метрологическая экспертиза технической документации;
- внешний осмотр системы;
- расчетно-экспериментальные исследования ИК системы.

Таблица 1

№№ п/п	Наименование этапа испытаний	Методика и условия проведения испытаний № пункта ПИ	Сведения об эталонах и испытательном оборудовании для проведения испытаний
1	2	3	4
1	Метрологическая экспертиза технической документации	п.4.1.	визуально
2	Внешний осмотр системы	п.4.2	визуально
3	Расчетно-экспериментальные исследования ИК системы	п.4.3	Радиочасы МИР РЧ-01 (Госреестр № 27008-04), Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01; Термометр по ГОСТ 28498-90

3 Условия проведения испытаний

Испытания проводятся в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ, соответствующим требованиям документа: «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электрической энергии и мощности» РД 153-34.0-11.209-99 разработанной ОАО «ВНИИЭ» утвержденной (принятой) РАО «ЕЭС России» в июле 1999 года. Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ: напряжение питающей сети от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$, относительная влажность воздуха от 65 до 75 %, атмосферное давление от 96 до 104 кПа.

При проведении испытаний должны соблюдаться правила и меры безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 61140-2012 "Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования", «Межотраслевых правил по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Условия взаимодействия организаций, участвующих в испытаниях.

Администрация Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» и персонал ПС 220 кВ Металлургическая обеспечивает допуск участников испытаний на объекты, где расположены элементы АИИС КУЭ.

Для исследования возможных отказов в процессе проведения испытаний привлекаются специалисты ПС 220 кВ Металлургическая.

Испытания АИИС проводятся на действующем оборудовании, входящем в состав испытываемой системы.

Для более полной проверки функционирования системы, администрация Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» и персонал ПС 220 кВ Металлургическая принимает меры по обеспечению нагрузки на фидеры, по которым ведется коммерческий учет электроэнергии.

4 Методы (методики) испытаний

4.1 Метрологическая экспертиза технической документации

Техническая документация для проведения испытаний для целей утверждения типа единичного экземпляра предоставляется в следующем объеме:

- проект описания типа;
- проект методики измерений;
- техническое задание на создание АИИС КУЭ;
- проектная документация на создание АИИС КУЭ (пояснительная записка к ТРП);
- эксплуатационная документация на АИИС КУЭ;
- копии лицензий (сертификатов) на программное обеспечение АИИС КУЭ;
- копии свидетельств о поверке измерительных трансформаторов напряжения и тока;
- копии свидетельств о поверке счетчиков электрической энергии;
- копии свидетельств о поверке ИВКЭ (УСПД);
- копии свидетельств о поверке устройств синхронизации системного времени;
- копии паспортов-протоколов на измерительные каналы (ИК);
- техническая документация на программное обеспечение (ПО) АИИС КУЭ;
- паспорт-формуляр на АИИС КУЭ;
- журнал опытной эксплуатации.

Требования к метрологической экспертизе технической документации на АИИС КУЭ и указания по методике экспертизы изложены в таблице 2.

Таблица 2 - Требования к метрологической экспертизе технической документации на АИИС КУЭ и указания по методике экспертизы

Требования к экспертизе технической документации	Указания по методике экспертизы технической документации
1 Проверка соответствия комплекта представленной технической документации требованиям нормативных документов (НД) РФ	Проверяется соответствие представленной документации требованиям: раздела 5 ГОСТ 2.601 -2013, РД 50-34.698-90
2 Проверка соответствия технических требований, приведенных в документации на систему, требованиям НД РФ	Проверяется соответствие представленной документации требованиям: раздела 5 ГОСТ Р 52931-2008
3 Проверка наличия и полноты изложения методов определения и контроля метрологических характеристик измерительных компонентов системы в технической документации	Проверяется соответствие представленной документации требованиям: раздела 6 ГОСТ Р 8.596-2002, п. 4.5 ГОСТ 22261-94, разделов 2, 3, 4 ГОСТ 8.009-84
4 Проверка наличия и полноты методики поверки измерительных каналов АИИС КУЭ	Проверяется соответствие представленной документации требованиям МИ 3000-2006
5 Рассмотрение материалов предварительных испытаний и опытной эксплуатации системы	При удовлетворительном качестве материалов предварительных испытаний и опытной эксплуатации они могут быть учтены с целью уменьшения объема испытаний системы на объекте
6 Проверка наличия действующих свидетельств о поверке на СИ, входящие в состав АИИС КУЭ	Проверяется наличие действующих, на момент проведения испытаний, свидетельств о поверке на СИ входящие в состав АИИС КУЭ
7 Проверка наличия и полноты сведений для идентификации ПО АИИС КУЭ в технической документации	Проверяется соответствие представленной документации требованиям: раздела 5.1 Р 50.2.077-2014

4.2 Внешний осмотр системы

4.2.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

4.2.2 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.

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

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

4.3 Расчетно-экспериментальные исследования ИК системы

4.3.1 Требования к содержанию расчетно-экспериментальных исследований ИК системы приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование испытаний	Методика и условия проведения испытаний, № пункта ПИ
1	2
1 Проверка фактических условий работы системы	4.3.2

Продолжение таблицы 3

1	2
2 Проверка комплектности АИИС КУЭ	4.3.3
3 Проверка функционирования АИИС КУЭ	4.3.4
4 Проверка синхронизации системного времени счетчиков, ИВКЭ (УСПД) и сервера с астрономическим временем	4.3.5
5 Проверка наличия механической защиты от несанкционированного доступа счетчиков, ИВКЭ (УСПД) и сервера	4.3.6
6 Проверка защиты от несанкционированного доступа к программам и базам данных	4.3.7, 4.3.11
7 Проверка характеристик погрешности ИК АИИС КУЭ	4.3.8
8 Проверка хода часов компонентов АИИС КУЭ	4.3.9
9 Разработка и опробование методики поверки	4.3.10
10 Определение интервала между поверками	6
11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	4.3.11
12 Оценка защиты и идентификация программного обеспечения,	5
13 Анализ конструкции средства измерений	7

4.3.2 Проверка фактических условий работы системы.

4.3.2.1 Измерить температуру окружающей среды в местах установки измерительных компонентов системы. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры не более ± 2 °С. Убедиться, что в условиях эксплуатации в течение всех сезонов года указанная температура не выходит за границы допускаемых значений, регламентированных в технической документации на измерительные компоненты системы в качестве рабочих условий.

4.3.2.2 Измерить параметры сети: напряжение, частоту, коэффициент мощности нагрузки. Напряжение и коэффициент мощности измеряются во всех точках учета. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений должны быть не более: для напряжения $\pm 0,02 U_{ном}$; для частоты $\pm 0,2$ Гц; для коэффициента мощности 0,03.

Убедиться, что в условиях эксплуатации значения указанных параметров сети в течение года в штатных режимах не выходят за границы допускаемых значений, регламентированных в технической документации на измерительные компоненты системы в качестве рабочих условий.

4.3.2.3 Определить для каждой точки учета диапазон силы электрического тока нагрузки, который должен включать все возможные значения силы электрического тока в штатном режиме в течение года. Указанный диапазон должен лежать в пределах от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$.

Примечание – В качестве данных, перечисленных в п.4.3.2.1-4.3.2.3 могут быть использованы результаты ранее выполненных измерений при условии, что с момента их получения не произошли изменения на объекте, которые могли бы изменить эти данные.

Считать, что проверка прошла успешно, если фактические условия работы АИИС КУЭ соответствуют требованиям технической документации.

4.3.3 Проверка комплектности АИИС КУЭ проводится в соответствии с технической документацией на АИИС КУЭ.

Считать, что проверка прошла успешно, если комплектность АИИС КУЭ соответствует технической документации.

4.3.4 Проверка функционирования АИИС КУЭ.

4.3.4.1 Проверка проводится визуальным осмотром. Объектами испытания являются: электросчетчики, серверы, работающие в составе АИИС КУЭ.

Электросчетчики должны быть подключены к цепям измерений (тока и напряжения в соответствии со схемами подключения), цепям резервного питания и находится в работоспособном состоянии. Счетчики считать работоспособными, если работают все сегменты индикаторов, отсутствуют коды ошибок или предупреждений, время внутренних часов соответствует астрономическому времени.

УСПД, серверы должны быть подключены к каналам приема-передачи данных, цепям резервного питания и находится в работоспособном состоянии. УСПД считать работоспособными, если работают все сегменты индикаторов, отсутствуют коды ошибок или предупреждений, время внутренних часов соответствует астрономическому времени. Серверы считать работоспособными, если работает всё установленное программное обеспечение, отсутствуют коды ошибок или предупреждений, время внутренних часов соответствует астрономическому времени.

4.3.5 Проверка синхронизации системного времени счетчиков, УСПД и сервера с астрономическим временем. Проверка проводится визуальным осмотром.

Целью испытаний является проверка АИИС на возможность корректировки времени счетчиков, УСПД и сервера.

Выключить синхронизацию, изменить время часов счетчиков и УСПД не менее чем на 10 мин, установить произвольное время на сервере. Включить синхронизацию. Через 1 час проверить совпадение времени всех указанных устройств.

Результат испытаний считать положительным, если выполняется автоматическая коррекция даты и времени внутренних часов счетчиков, УСПД и сервера, при этом текущая дата и время соответствует астрономическому времени.

4.3.6 Проверка наличия механической защиты от несанкционированного доступа счетчиков, УСПД и сервера. Проверка проводится визуальным осмотром.

Проверка проводится визуальным осмотром на всей протяженности ИК, начиная с присоединения вторичных цепей к выходам измерительных трансформаторов и заканчивая присоединением линий связи к преобразователям интерфейсов, а также опломбирование счетчиков электроэнергии.

Считать, что проверка прошла успешно, если при визуальном осмотре присутствует механическая защита от несанкционированного доступа и не обнаружено нарушений пломбирования в местах присоединений линий связи к преобразователям интерфейсов, а также счетчиков электроэнергии.

Проверка наличия механической защиты от несанкционированного доступа и опломбирования УСПД проводится визуальным осмотром.

Считать, что проверка прошла успешно, если при визуальном осмотре присутствует механическая защита от несанкционированного доступа и не обнаружено нарушений пломбирования УСПД.

Проверка наличия механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирования серверов проводится визуальным осмотром.

Считать, что проверка прошла успешно, если при визуальном осмотре присутствует механическая защита от несанкционированного доступа и не обнаружено нарушений пломбирования серверов.

4.3.7 Проверка защиты от несанкционированного доступа к программам и базам данных. Проверка проводится визуальным осмотром.

Защита программ системы от несанкционированного доступа проверяется для всех компонентов системы: счетчиков, ИВКЭ (УСПД) и серверов.

Проверка защиты от несанкционированного изменения параметров и программы счетчика осуществляется в соответствии с «Руководством по эксплуатации электросчетчика».

Проверка защиты от несанкционированного изменения параметров и программы счетчика осуществляется в соответствии с «Руководством по эксплуатации ИВКЭ (УСПД)».

Проверка защиты от несанкционированного доступа к программам и базам данных сервера:

Включить сервер. При загрузке операционная система должна потребовать пароль, без которого дальнейшая загрузка невозможна.

Считать, что проверка прошла успешно, если после введения неправильного пароля операционная система не продолжила дальнейшую загрузку.

4.3.8 Проверка характеристик погрешности ИК АИИС КУЭ

4.3.8.1 Границы интервала допускаемых относительных погрешностей ИК рассчитываются для рабочих условий при доверительной вероятности $P=0,95$.

В качестве рабочих условий (с учетом чувствительности измерительных компонентов к влияющим факторам) приняты:

температура окружающей среды:

- для счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С;
- для УСПД от плюс 10 до плюс 30 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

параметры сети:

- напряжение $0,9 U_{ном} \div 1,1 U_{ном}$;
- сила тока от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$;
- коэффициент мощности $\geq 0,80$ (инд.).

4.3.8.2 Границы интервала допускаемой относительной погрешности для рабочих условий ИК вычислить по формуле 1:

$$\delta_{ИК} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{Л}^2 + \sum \delta_{сj}^2 + \delta_{ос}^2} \quad (1)$$

где

$\delta_{ИК}$ – границы интервала допускаемой относительной погрешности для рабочих условий ИК активной (реактивной) электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{ТТ}$ - границы интервала допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора тока (ТТ) в % по ГОСТ 7746-2001;

$\delta_{ТН}$ - границы интервала допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора напряжения (ТН) в % по ГОСТ 1983-2001;

δ_{θ} - наибольшая возможная относительная погрешность, обусловленная угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в % по ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 7746-2001;

$\delta_{Л}$ - границы интервала допускаемой относительной погрешности, обусловленной потерями напряжения в линии связи между ТН и счетчиком в % по ПУЭ, - Новосибирск, Сиб. Унив. изд-во, 2006 г.;

$\delta_{сj}$ - дополнительная погрешность счётчика от j-ой влияющей величины, % (для активной электроэнергии по ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52323-2005, для реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83);

$\delta_{ос}$ - границы интервала допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии в % (для активной электроэнергии по ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52323-2005, для реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83).

Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика δ_{θ} , возникающую за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, определяем при измерении активной энергии и реактивной энергии с учетом угловых погрешностей Θ_U и Θ_J и значения $\cos\varphi$ по следующим формулам:

- при измерении активной энергии:

$$\delta_{\theta} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 + \Theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2\varphi}}{\cos\varphi} \quad (2)$$

- при измерении реактивной энергии:

$$\delta_{\Theta} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 + \Theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi} \quad \text{или} \quad \delta_{\Theta} = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_J^2 + \Theta_U^2} \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}, \quad (3)$$

где:

Θ_J - угловая погрешность ТТ, мин (по ГОСТ 7746-2001);

Θ_U - угловая погрешность ТН, мин (по ГОСТ 1983-2001);

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности по активной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за получасовой интервал времени;

$\sin \varphi$ – коэффициент мощности по реактивной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за получасовой интервал времени.

Границы интервала допустимой относительной погрешности вычислить отдельно для ИК активной и реактивной электроэнергии.

Полученные значения границ интервала допустимой относительной погрешности ИК не должны превышать указанных в техническом задании на систему и требований к АИИС КУЭ субъекта ОРЭМ.

4.3.9 Проверка хода часов компонентов АИИС КУЭ.

4.3.9.1 Включить радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). Сверить показания радиочасов с показаниями часов в УСПД, счетчиков и ИВК, и определить поправки: $\Delta t_{1\text{УСПД}}$, $\Delta t_{1\text{сч}i}$ (где i – номер счетчика), $\Delta t_{1\text{ИВК}}$.

4.3.9.2 Спустя 24 ч распечатать журнал событий всех компонентов системы, имеющих встроенные программные часы (УСПД, счетчиков и ИВК) выделив события, соответствующие синхронизации часов УСПД, счетчиков и ИВК. Определить поправки: $\Delta t_{2\text{УСПД}}$, $\Delta t_{2\text{сч}i}$ (где i – номер счетчика), $\Delta t_{2\text{ИВК}}$. Рассчитать суточный ход часов УСПД, счетчиков и ИВК как разность поправок: $\Delta_{\Delta t} = \Delta t_2 - \Delta t_1$

Считать, что проверка прошла успешно, если ход часов компонентов АИИС КУЭ, не превышает ± 5 с/сут.

4.3.10 В соответствии с требованиями МИ 3000-2006 разработана методика поверки РТ-МП-3959-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Металлургическая. Методика поверки» (далее по тексту – РТ-МП-3959-500-2016).

Считать, что опробование методики поверки прошло успешно, если выполнены процедуры поверки в соответствии с требованиями и методами методики поверки РТ-МП-3959-500-2016 с положительным результатом.

4.3.11 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.

Проверка визуального представления информации на счетчике. Производится в рабочем режиме, по всем параметрам, представление которых на цифровом индикаторе счётчика, предусмотрено «Руководством по эксплуатации электросчетчика».

Проверка сбора и представления измерительной информации на УСПД. Провести в рабочем режиме опрос всех подключенных счетчиков. Проверить получасовое приращение активной и реактивной электроэнергии, параметры настройки контроллера, а также основные расчетные параметры энергопотребления.

Считать, что проверка прошла успешно, если проведён опрос всех подключенных счетчиков и установлено наличие основных расчетных параметров энергопотребления в памяти УСПД.

Проверка сбора информации о служебных параметрах, хранящейся в памяти УСПД. Проверить наличие информации о перерыве питания счетчиков и УСПД.

Считать, что проверка прошла успешно, если установлено наличие информации о служебных параметрах, хранящейся в памяти УСПД.

Примечание – В качестве данных о служебных параметрах УСПД и о информации хранящейся в его памяти могут быть использованы аппаратные и программные средства сервера.

На сервере 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 устранившимся отказом какого-либо компонента системы.

Распечатывают журнал событий счетчика и УСПД, отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в сервере системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

Распечатывают на сервере профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню проверки. 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 базе данных центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

Проверка передачи информации в системы смежных субъектов. Запуском соответствующей программы передать данные в энергоснабжающую организацию по линии передачи данных.

Считать, что проверка прошла успешно, если переданные данные без ошибок и в полном объеме поступили на верхний уровень системы.

5 Оценка защиты и идентификация программного обеспечения

5.1 Проверка документации

Убедиться, что в документации представлен идентификатор ПО, определена структура ПО, выделена метрологически значимая часть ПО, определён уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

Результат испытаний считать положительным, в документации представлен идентификатор ПО, определена структура ПО, выделена метрологически значимая часть ПО, определён уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

5.2 Проверка идентификации ПО

5.2.1 Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии метрологически значимой части ПО соответствует заявленному в декларации на ПО АИИС КУЭ (наименование программного обеспечения и его версии определяются после загрузки ПО в разделе справка).

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в проекте описания типа средства измерения система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Металлургическая.

Проверка Цифрового идентификатора метрологически значимой части ПО происходит на сервере, где установлено ПО. Для проверки нужно запустить менеджер файлов, позволяющих производить хэширование файлов (например, Unreal Commander v0.96). В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить файлы для хэширования. Далее в закладке «Файл» Главного меню выбрать команду – Просчитать хэш. В результате получим файл, содержащий код MD5 в текстовом формате. При этом наименование файла MD5 строго соответствует наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

Результат испытаний считать положительным, если Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО и номер версии ПО АИИС КУЭ соответствует заявленному в декларации на ПО АИИС КУЭ.

5.3 Оценка защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений

Проверка защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Проверка проводится визуальным осмотром.

Во время проверки необходимо убедиться, что при загрузке ПО потребуется ввести пароль, без которого дальнейшая загрузка невозможна.

Считать, что проверка прошла успешно, если после введения неправильного пароля операционная система не продолжила дальнейшую загрузку ПО. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений достаточна, специальных средств защиты от преднамеренных изменений не требуется. Уровень защиты программного обеспечения соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

5.4 Оценка влияния программного обеспечения на метрологические характеристики АИИС КУЭ

По анализу документации ПО определяются программные модули относящиеся к метрологически значимой части ПО СИ. Данные передаваемые в модули ПО вне счетчиков электрической энергии должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2009 п.п.4.7.2.2-4.7.2.5. Проверить полноту журнала событий (п.6.6.3.5 МИ 2955-2010). На выделенных модулях ПО проводится проверка Цифрового идентификатора (например, с помощью программы Unreal Commander). Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5. Контрольные суммы исполняемого кода предоставляются Заказчиком на каждый выделяемый модуль ПО.

Для программного обеспечения, метрологически не значимой части ПО СИ, число разрядов в значении результатов измерений, обрабатываемых ПО, должно быть не менее числа значащих разрядов измерения счетчиков электрической энергии (мощности) применяемых в испытываемой АИИС КУЭ. Границы интервала допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, должен составлять не менее единицы младшего разряда измеренного (учтенного) значения. Границы интервала допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не должен зависеть от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК.

Результат испытаний считать положительным, если: журнал событий содержит все проведенные значимые действия (открытия/закрытия счетчиков, открытия/закрытия контактных колодок, открытия/закрытия сервера, срыв синхронизации и т. д), контрольные суммы исполняемого кода при проведении испытаний совпадают с контрольными суммами исполняемого кода представленного Заказчиком и число значащих разрядов измерения ПО АИИС КУЭ не менее числа значащих разрядов измерения счетчиков электрической энергии (мощности) и, в итоге, нормирование метрологических характеристик ИК АИИС КУЭ поведено с учетом ПО.

5.5 Апробирование методики подтверждения соответствия ПО АИИС КУЭ при поверке

Убедиться, что в соответствии с требованиями МИ 3000-2006 разработана методика поверки АИИС КУЭ

Убедиться, что в разработанной методике поверки АИИС КУЭ имеется раздел «Проверка защиты и идентификация программного обеспечения»

Результат испытаний считать положительным, если в разработанной методике поверки АИИС КУЭ имеется раздел «Проверка защиты и идентификация программного обеспечения».

6 Определение интервала между поверками

АИИС КУЭ является многоуровневой автоматизированной измерительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительные каналы (ИК) системы скомплектованы из измерительных компонентов утвержденных типов, внесенных в Государственный реестр средств измерений РФ (Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений) для каждого из которых установлен свой интервал между

поверками.

В соответствии с разделом 4 РМГ 74 – 2004 при определении интервала между поверками средства измерений, имеющего обобщённые метрологические характеристики, в качестве интервала между поверками АИИС КУЭ следует выбирать наименьший интервал между поверками измерительного компонента входящего в состав АИИС КУЭ.

7 Анализ конструкции средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

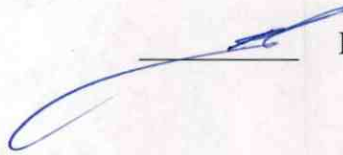
Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

В АИИС КУЭ конструктивно обеспечена механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование в местах присоединений линий связи к преобразователям интерфейсов, а также счетчиков электроэнергии начиная с присоединения вторичных цепей к выходам измерительных трансформаторов и заканчивая присоединением линий связи к преобразователям интерфейсов. В состав ПО АИИС КУЭ входят программные модули защиты от несанкционированного доступа к программам и базам данных.

ФБУ «Ростест-Москва»
Зам. Начальника центра № 500


Р. В. Деев