

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс» Нижнетуринская ГРЭС

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс» Нижнетуринская ГРЭС (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о генерации, отпуске и потреблении электрической энергии и мощности, хранения и отображения полученной информации, формирования отчетных документов для Администратора торговой системы, Системного оператора и смежных участников оптового рынка электроэнергии.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной энергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передачу результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места;
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера электросетевых и энергосбытовых организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений электроэнергии (ИИК ТИ), включающие в себя средства измерений утвержденных типов:

- трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746-2015: ТЛШ-10, номер в Государственном реестре средств измерений (далее - номер в Госреестре) 11077-07; ТЛШ-20-1, номер в Госреестре 21255-08; JOF-123/245 (JOF-245), номер в Госреестре 29311-05; JFK-123/245 (JFK-123), номер в Госреестре 36507-07; ТФЗМ-35А-У1, номер в Госреестре 3690-73; ТПЛ-10-М, номер в Госреестре 22192-07; ТОЛ 10, номер в Госреестре 7069-79; ТПЛ-10, номер в Госреестре 1276-59; ТПОЛ 10, номер в Госреестре 1261-02; ТОЛ 10-І, номер в Госреестре 15128-07;
- трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2015: ТИС 6-Г, номер в Госреестре 49111-12; НКФ-220-58 У1, номер в Госреестре 14626-95; НКФ 110-83У1, номер в Госреестре 1188-84; НКФ-110-57 У1, номер в Госреестре 14205-94; ЗНОМ-35-65, номер в Госреестре 912-70; ЗНОЛ.06, номер в Госреестре 3344-08;

- счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S, и 0,5 по активной и реактивной электроэнергии, соответственно, типа СЭТ-4ТМ.03, номер в Госреестре 27524-04; СЭТ-4ТМ.03М, номер в Госреестре 36697-12, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя два устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее - УСПД), номер в Госреестре 17049-09, каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение «Программный комплекс «Энергосфера» (далее - ПК «Энергосфера»), каналобразующую аппаратуру.

Измерительные трансформаторы, входящие в ИИК ТИ, преобразуют первичные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии.

При проведении измерений счетчик системы измеряет мгновенные значения силы и напряжения электрического тока, действующие на его входах, с последующим их преобразованием и определением на основе результатов преобразования мгновенных значений мощностей. Интегрирование мгновенной мощности во времени дает информацию о величине энергии. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации: активная и реактивная электрическая энергия, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.

УСПД, входящие в состав ИВКЭ, осуществляют периодический (один раз в 30 минут) автоматический сбор измеренных данных и журналов событий со счетчиков, подключенных к соответствующим устройствам. УСПД обеспечивают хранение измерительной информации, ее накопление и передачу накопленных данных на уровень ИВК.

На уровне ИВК системы выполняется вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Связь между сервером баз данных и компьютерами АРМ осуществляется по выделенному каналу связи. Заверение подготовленного отчета электронно-цифровой подписью и отправка его в организации-участники оптового рынка электроэнергии, а также в другие заинтересованные организации, осуществляется от сервера баз данных с помощью электронной почты в формате xml с использованием сети Интернет.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени. Синхронизация системного времени с календарным временем обеспечивается с помощью подключенного к УСПД устройства синхронизации времени, выполненного на основе GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности отсчета текущего календарного времени УСПД с модулем GPS на интервале одни сутки  $\pm 1$  секунда. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков электроэнергии. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с. Сличение времени сервера с временем УСПД осуществляется каждые 60 минут, корректировка времени сервера выполняется при расхождении времени сервера и УСПД  $\pm 2$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера». Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕ В6F 6CA693 18BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Типы средств измерений, входящих в состав ИК; класс точности; номинальный первичный и вторичный ток/напряжение для трансформатора тока/напряжения (в виде дроби)			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК				
		ТТ	ТН	Счетчик		d <sub>1</sub> , %	d <sub>2</sub> , %	d <sub>3</sub> , %	d <sub>ОСН</sub> , %	d <sub>РАБ</sub> , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТГ-1 ПТ	ТЛШ-10 Класс точности 0,2S 5000/1	ТЭС 6-G Класс точности 0,2 10500/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,6 ±1,2	±1,6 ±5,2
2	ТГ-1 ГТУ	ТЛШ-20-1 Класс точности 0,2S 10000/1	ТЭС 6-G Класс точности 0,2 15000/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,6 ±1,2	±1,6 ±5,2
3	ТГ-2 ПТ	ТЛШ-10 Класс точности 0,2S 5000/1	ТЭС 6-G Класс точности 0,2 10500/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,6 ±1,2	±1,6 ±5,2
4	ТГ-2 ГТУ	ТЛШ-20-1 Класс точности 0,2S 10000/1	ТЭС 6-G Класс точности 0,2 15000/√3/100/√3	СЭТ-4ТМ.03М Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,6 ±1,2	±1,6 ±5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	Нижнетури́нская ГРЭС, СШ 220 кВ, яч.№1, ВЛ-220 кВ «Янтарь»	ЮФ-245 Класс точности 0,2S 1000/5	НКФ-220-58 У1 Класс точности 0,5 220000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,7	±1,7 ±5,3
6	Нижнетури́нская ГРЭС, СШ 220 кВ, яч.№4, ВЛ-220 кВ «Сосьва»	ЮФ-245 Класс точности 0,2S 1000/5	НКФ-220-58 У1 Класс точности 0,5 220000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,7	±1,7 ±5,3
7	Нижнетури́нская ГРЭС, СШ 220 кВ, яч.№7, ВЛ-220 кВ Тагил 1	ЮФ-245 Класс точности 0,2S 1000/5	НКФ-220-58 У1 Класс точности 0,5 220000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,7	±1,7 ±5,3
8	Нижнетури́нская ГРЭС, СШ 220 кВ, яч.№6, ВЛ-220 кВ Тагил 2	ЮФ-245 Класс точности 0,2S 1000/5	НКФ-220-58 У1 Класс точности 0,5 220000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,7	±1,7 ±5,3
9	Нижнетури́нская ГРЭС, СШ 220 кВ, яч.№3, ВЛ-220 кВ «Сопка»	ЮФ-245 Класс точности 0,2S 1000/5	НКФ-220-58 У1 Класс точности 0,5 220000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,8 ±1,7	±1,7 ±5,3
10	Нижнетури́нская ГРЭС, СШ 110 кВ, яч.№3, ВЛ-110 кВ «Уральская-1»	ЮФ-123 Класс точности 0,5S 1000/5	НКФ 110-83У1 Класс точности 0,5 110000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	Нижнетуринская ГРЭС, СШ 110 кВ, яч.№5, ВЛ-110 кВ "Уральская-2»	JKF-123 Класс точности 0,5S 1000/5	НКФ-110-57 У1 Класс точности 0,5 110000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3
12	Нижнетуринская ГРЭС, СШ 110 кВ, яч.№8, ВЛ-110 кВ «Вья»	JKF-123 Класс точности 0,5S 600/5	НКФ-110-57 У1 Класс точности 0,5 110000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3
13	Нижнетуринская ГРЭС, ОВМ-110 кВ	JKF-123 Класс точности 0,5S 1000/5	НКФ 110-83У1/ НКФ-110-57 У1 Класс точности 0,5 110000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3
14	Нижнетуринская ГРЭС, СШ 110 кВ, яч.№15, ВЛ-110 кВ «В-Тура»	JKF-123 Класс точности 0,5S 750/5	НКФ-110-57 У1 Класс точности 0,5 110000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3
15	Нижнетуринская ГРЭС, СШ 110 кВ, яч.№10, ВЛ-110 кВ «Красноуральск»	JKF-123 Класс точности 0,5S 600/5	НКФ 110-83У1 Класс точности 0,5 110000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3
16	Нижнетуринская ГРЭС, СШ 110 кВ, яч.№11, ВЛ-110 кВ «Клубная»	JKF-123 Класс точности 0,5S 600/5	НКФ-110-57 У1 Класс точности 0,5 110000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17	Нижнетури́нская ГРЭС, СШ 35 кВ, яч.№4, ВЛ-35 кВ «Аппаратная-1»	ТФЗМ-35А-У1 Класс точности 0,5 150/5	ЗНОМ-35-65 Класс точности 0,5 35000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,3 ±5,3
18	Нижнетури́нская ГРЭС, СШ 35 кВ, яч.№2, ВЛ-35 кВ «Аппаратная-2»	ТФЗМ-35А-У1 Класс точности 0,5 300/5	ЗНОМ-35-65 Класс точности 0,5 35000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,3 ±5,3
19	Нижнетури́нская ГРЭС, ЦФП, СШ 6 кВ, яч.№1, КЛ-6 кВ Ввод в ТП-9 Ж/П	ТПЛ-10-М Класс точности 0,5S 300/5	ЗНОЛ.06 Класс точности 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3
20	Нижнетури́нская ГРЭС, ЦФП, СШ 6 кВ, яч.№5, КЛ-6 кВ Гараж	ТОЛ 10 Класс точности 0,5 200/5	ЗНОЛ.06 Класс точности 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,3 ±5,3
21	Нижнетури́нская ГРЭС, ЦФП, СШ 6 кВ, яч.№7, КЛ-6 кВ Жилпоселок-2	ТОЛ 10 Класс точности 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06 Класс точности 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3
22	Нижнетури́нская ГРЭС, ЦФП, СШ 6 кВ, яч.№9, КЛ-6 кВ Минватный-2	ТПЛ-10 Класс точности 0,5 400/5	ЗНОЛ.06 Класс точности 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,3 ±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
23	Нижнетуринская ГРЭС, ЦФП, СШ 6 кВ, яч.№13, КЛ-6 кВ ККФ	ТПОЛ 10 Класс точности 0,5S 150/5	ЗНОЛ.06 Класс точности 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3
24	Нижнетуринская ГРЭС, ЦФП, СШ 6 кВ, яч.№15, КЛ-6 кВ Ввод в ТП-45 Ж/П	ТПЛ-10-М Класс точности 0,5S 300/5	ЗНОЛ.06 Класс точности 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3
25	Нижнетуринская ГРЭС, ЦФП, СШ 6 кВ, яч.№6, КЛ-6 кВ Ввод в ТП-46 Ж/П	ТПОЛ 10 Класс точности 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06 Класс точности 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3
26	Нижнетуринская ГРЭС, ЦФП, СШ 6 кВ, яч.№8, КЛ-6 кВ Жилпоселок-1	ТПОЛ 10 Класс точности 0,5S 150/5	ЗНОЛ.06 Класс точности 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3
27	Нижнетуринская ГРЭС, ЦФП, СШ 6 кВ, яч.№10, КЛ-6 кВ Минватный-1	ТПЛ-10 Класс точности 0,5 400/5	ЗНОЛ.06 Класс точности 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±3,3 ±5,3
28	Нижнетуринская ГРЭС, ЦФП, СШ 6 кВ, яч.№12, КЛ-6 кВ ДК	ТОЛ-10-І Класс точности 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06 Класс точности 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03 Класс точности 0,2S/0,5	Активная, реактивная	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±0,01 ±0,01	±1,1 ±2,6	±2,8 ±6,3



Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовая).

Здесь  $d_1$  - пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных;

$d_2$  - пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии;

$d_3$  - пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности;

$d_{\text{ОСН}}$  - основная относительная погрешность измерения электрической энергии и средней мощности;

$d_{\text{РАБ}}$  - относительная погрешность измерения электрической энергии и средней мощности в рабочих условиях;

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны доверительные границы интервала, соответствующие доверительной вероятности 0,95.

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98-1,02)  $U_{\text{ном}}$ ; ток (1-1,2)  $I_{\text{ном}}$ ;  $\cos j = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды (20±5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9-1,1)  $U_{\text{ном}}$ ; ток (0,02-1,2)  $I_{\text{ном}}$ ; 0,5 инд.  $\leq \cos j \leq 0,8$  емк.;

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов в соответствии документацией на средство измерений; для счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 55 °С; для УСПД от минус 10 до плюс 50 °С; для сервера баз данных в соответствии с нормальными условиями по ГОСТ 22261-94.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos j = 0,8$  инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электроэнергии от минус 40 до плюс 55 °С.

6. Допускается замена измерительных компонентов (измерительных трансформаторов и счетчиков) на измерительные компоненты утвержденных типов того же класса точности, как у перечисленных в таблице 2. Допускается замена измерительных компонентов (измерительных трансформаторов и счетчиков) на измерительные компоненты утвержденных типов более высокого класса точности, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на изменение (улучшение), указанных в настоящем описании типа АИИС КУЭ метрологических характеристик ИК системы. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемого отклонения показаний часов любого компонента системы от действительного времени в национальной шкале времени UTC(SU)\* при работающей системе коррекции времени ±5 с.

Электропитание оборудования АИИС КУЭ осуществляется от стандартной сети переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В.

Мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС КУЭ - согласно эксплуатационной документации.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- средняя наработка на отказ счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 не менее 90000 ч;
- средняя наработка на отказ счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М не менее 140000 ч;
- срок службы счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М не менее 30 лет.

---

\* UTC(SU) - национальная шкала координированного времени Российской Федерации (см. 3.1.15 ГОСТ 8.567 -2014)

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
  - выключение и включение УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчик;
  - УСПД;
  - сервер.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии составляет 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений - 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль мощности в двух направлениях не менее 45 суток;
  - УСПД - суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу - 45 суток (функция автоматизирована);
  - ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений не менее 3,5 лет.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист эксплуатационного документа «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс» Нижнетуринская ГРЭС. Формуляр» 108.1.01.ЭТ-01 ФО.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛШ-10	6
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	6
Трансформатор тока	JOF-123/245 (JOF 245)	15
Трансформатор тока	JKF-123/245 (JKF-123)	21
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформатор тока	ТОЛ 10	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	2
Трансформатор напряжения	ТТС 6-Г	12
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	15
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	14
Трансформатор напряжения	НКФ 110-83У1	7
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	30
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	24
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройство сбора и передачи данных с приемником GPS	УСПД ЭКОМ-3000	2
Программное обеспечение	«Программный комплекс «Энергосфера»	1
Формуляр	108.1.01.ЭТ-01.ФО	1
Ведомость эксплуатационных документов	55181848.422222.182.03 ВЭ	1
Общее описание системы	55181848.422222.182.03 ПД	1
Каталог базы данных	55181848.422222.182.03 В7	1
Руководство пользователя	55181848.422222.182.03 ІЗ	1
Технологическая инструкция	55181848.422222.182.03 І2	1
Инструкция по формированию и ведению базы данных	55181848.422222.182.03 І4	1
Инструкция по эксплуатации КТС	55181848.422222.182.03 ІЭ	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 131-264-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс» Нижнетуринская ГРЭС. Методика поверки», утвержденному ФГУП «УНИИМ» 20.08.2017 г.

Основные средства поверки:

- приемник навигационный МНП-М3, номер по Госреестру 38133-08, пределы допускаемой инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) формирования метки времени, выдаваемой потребителям, по отношению к шкале времени UTC(SU)  $\pm 100$  нс;

- трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

**Сведения о методиках (методах) измерений**  
приведены в эксплуатационном документе.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс» Нижнетуринская ГРЭС**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

#### **Изготовитель**

Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»  
ИНН 6315376946  
Адрес: 620075, г. Екатеринбург, пр. Ленина, 38  
Телефон: +7 (343) 359-1200, +7 (343) 359-1359  
Факс: +7 (343) 359-1825  
E-mail: post\_sf@ tplusgroup.ru

#### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «УНИИМ»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4  
Телефон: +7 (343) 350-26-18  
Факс: +7 (343) 350-20-39  
E-mail: uniim@uniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «УНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311373 от 10.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.