



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.017.A № 50881

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Поляково"
филиала ОАО "МРСК Волги"-"Самарские распределительные сети"
(Чапаевское ПО)**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 02

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Закрытое акционерное общество "ПромСвязьЭнерго"
(ЗАО "ПромСвязь Энерго"), г.Новокуйбышевск Самарской обл.**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 53621-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 4222-02-6316109767-2013

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **29 мая 2013 г. № 530**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

".....", 2013 г.

Серия СИ

№ 009848

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Поляково" филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" (Чапаевское ПО)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ПС 110/10 кВ "Поляково" филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" (Чапаевское ПО)- (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения электроэнергии (мощности), потребляемой за установленные интервалы времени различными технологическими объектами ПС 110/10 кВ "Поляково", входящими в систему, а также сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

1-ый уровень системы включает в себя: измерительные трансформаторы тока (ТТ) КТ 0,5 по ГОСТ 7746 – 2001 и трансформаторы напряжения (ТН) КТ 0,2 и КТ 0,5 по ГОСТ 1983 - 2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии ЦЭ 6850 КТ 0,2s/0,5 и КТ 0,5s/1 в ГР № 20176-06 по ГОСТ Р 52323-2005 при измерении активной и реактивной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной электроэнергии., установленных на объектах, указанных в таблице 1 (6 точек измерения).

2-ой уровень - (ИБКЭ)- представляет собой устройство сбора и передачи данных на базе контроллера ВЭП-01-1 шт., ГР № ГР №25556-03(далее УСПД), система обеспечения единого времени.

3-й уровень - (ИБК) 3-ий уровень представляет собой - информационно-вычислительный комплекс (ИБК), (ИБК) включает в себя сервер базы данных (далее – сервер БД) типа HP ProLiant DL380G7; 6 сотовых модемов стандарта GSM 900/1800 Siemens MC35, 2 модема/роутера IRZ Ruh router, локально вычислительную сеть, систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) на базе устройства синхронизации времени УСВ-2, программное

обеспечение ПО ПТК «Энергосфера». Многопользовательская версия (далее – ПО), коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, GSM-модемы Siemens MC-35i), устройство бесперебойного питания сервера (UPS)

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера баз данных, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через Интернет-провайдера. Скорость передачи данных не менее 9600 бит/сек и коэффициент готовности не хуже 0,95

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее ПО): ПО УСПД «ВЭП-01» - для уровня ИВКЭ и ПО ПК «ЭНЕРГОСФЕРА» - для уровня ИВК

Характеристики программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ

Наименование ПО	Идентификационное название ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО(контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО УСПД «ВЭП-01»	ver 01.;	2.8.2.4 от 28.09.2012г	Модуль ver01-1202F67C	crc32
ПО ПК «ЭНЕРГО-СФЕРА»	pso_metr.dll v1.1.1.1	6.5.57	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb 7814b	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по МИ 3286-высокий

УСПД реализовано на базе промышленного PC-совместимого компьютера, содержащего в себе процессор, оперативную память, диск на основе флэш-памяти, энергонезависимые часы и интерфейсы ввода-вывода.

Микропрограмма заносится в программируемое постоянное запоминающее устройство (диск на основе флэш-памяти) контроллеров предприятием-изготовителем, защищена от несанкционированного вмешательства средствами разграничения доступа в виде паролей и недоступна для потребителя.

На метрологические характеристики модуля вычислений УСПД оказывают влияние пересчётные коэффициенты, которые используются для пересчёта токов, и напряжений считанных из измерительных каналов счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Пересчётные коэффициенты задаются при конфигурировании УСПД и записываются в его флэш-память.

Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа паролем.

Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти УСПД, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и измеренных данных от преднамеренных изменений являются:

- средства управления доступом (пароли).

- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы и сравнением ее с действительным значением).

В состав прикладного программного обеспечения (ПО) сервера БД АИИС КУЭ входит многопользовательский программный комплекс ПО ПК «ЭНЕРГОСФЕРА».

ПО ПК «ЭНЕРГОСФЕРА» базируется на принципах клиент-серверной архитектуры и обеспечивает соблюдение принципов взаимодействия открытых систем. В ПО предусмотрено разграничение доступа к функциям для различных категорий пользователей, а также фиксации действий персонала в системном журнале.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ПО ПК «ЭНЕРГОСФЕРА» и определяются классом применяемых электросчетчиков и трансформаторов.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ПО ПК «ЭНЕРГОСФЕРА», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-2, установленного на уровне ИВК. УСВ-2 включает в себя GPS – приемник, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы сервера АИИС КУЭ синхронизированы со временем GPS – приемника, корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и GPS – приемника на ± 1 с. Сверка показаний часов счетчиков АИИС КУЭ с часами УСПД происходит при каждом опросе, при расхождении часов УСПД с часами сервера на ± 1 с выполняется их корректировка, Сверка показаний часов УСПД с часами счетчиков происходит при каждом опросе, при расхождении часов УСПД с часами счетчика на ± 1 с выполняется их корректировка, но не чаще чем раз в сутки. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с в сутки.

Метрологические и технические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 110/10 кВ "Поляково" филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" (Чапаевское ПО).

Таблица №2. Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ

Номер канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала			УСПД	Вид эл.энергии	Основная погрешность± (%)	Погрешность в рабочих условиях ±(%)
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик				
1	2	3	4	6	7	8	9	10
1	ПС Поляково ВЛ-110 кВ Перелюб	ф.А ТФЗМ-110Б №61233 ф.В ТФЗМ-110Б №61220 ф.С ТФЗМ-110Б №61213 300/5 КТ 0,5	ф.А НКФ-110-83 №41106 ф.В НКФ-110-II №55845 ф.С НКФ-110 №61956 110000/100 КТ 0,5	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 Ксч=10000 зав.№ 055280100015566	ВЭП-01 Зав. №20100300514	А/Р	1,2 1,9	2,9 4,5
2	ПС Поляково С-1Т- 10кВ яч.2	ф.А ТЛМ-10 №0514169971 ф.В ТЛМ-10 №0514169972 ф.С ТЛМ-10 №0514169973 300/5 ,КТ 0,5	НАМИ-10 №3246 10000/100 КТ 0,2	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 Ксч=10000 зав.№ 05535800771			1,1 1,6	2,8 4,4
3	ПС Поляково Ф-3 яч.1	ф.А ТОЛ-10 №0514170011 ф.С ТОЛ-10 №0514170013 300/5 , КТ 0,5	НАМИ-10 №3246 10000/100 КТ 0,2	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 Ксч=10000 зав.№ 0055270709524002				
4	ПС Поляково Ф-5 яч.5	ф.А ТЛМ-10-2 №7467 ф.С ТЛМ-10-2 №7715 150/5 , КТ 0,5	НАМИ-10 №3246 10000/100 КТ 0,2	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 Ксч=10000 зав.№ 05525800430				
5	ПС Поляково Ф-7 яч.7	ф.А ТЛМ-10-2 №0920 ф.С ТЛМ-10-2 №0925 100/5 , КТ 0,5	НАМИ-10 №3246 10000/100 КТ 0,2	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 Ксч=10000 зав.№ 05535800451				
6	ПС Поляково Р-1Т 0,4 яч.4	ф.А ТК-20 №0514169991 ф.В ТК-20 №0514169992 ф.С ТК-20 №0514169993 100/5, КТ 0,5	-	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 Ксч=10000 имп/кВт·час зав.№ 08525900015			1,1 1,8	2,9 5,0

Примечание к Таблице №1

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4. Нормальные условия :

параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02)$ $U_{ном}$; ток $(1 \div 1,2)$

температура окружающей среды $-(20 \pm 5)^\circ\text{C}$

5. Рабочие условия:

параметры сети для ИК: напряжение $(0,9 \div 1,1)$ $U_{ном}$;

сила тока $(0,05 \div 1,2)$ $I_{ном}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos \varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$;

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40°C до $+50^\circ\text{C}$, для счетчиков ЦЭ6850 от минус 40°C до $+55^\circ\text{C}$; для контроллеров ВЭП-01 от -35°C до плюс 50°C

7. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения - ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии ЦЭ6850 – ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S для ГОСТ Р 52323-2005.

6. Погрешность в рабочих условиях указана для $I = 0,05 I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8 \text{ инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 5 до $+35^\circ\text{C}$.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена контроллера на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в ОАО "МРСК Волги" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 120\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 2$ ч;

- Трансформатор тока - среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 400\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 2$ ч;

- Сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 15843$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_{в} = 2$ ч;

- УСПД (ВЭП 01) - среднее время наработки на отказ не менее не менее $T_{ср} = 100\,000$ ч, средний срок службы не менее $T_{ср} = 18$ лет

Надежность системных решений:

- резервирование питания с помощью устройства АВР;

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени;

- журнал ИВКЭ:

- параметрирование;
- попытка не санкционируемого доступа;
- коррекция времени;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)

- установка пароля на счётчик;
- установка пароля на сервер;

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - при установленном получасовом интервале усреднения, не менее 50 суток для каждого направления учета электроэнергии, а при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер баз данных обеспечивает хранение результатов измерений, состояний средств измерений на срок не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средств измерений

Комплектность АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ "Поляково" филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" (Чапаевское ПО) определяется проектной документацией на создание АИИС КУЭ, а также эксплуатационной документацией – формуляром- (ФО 4222-02-6316109767 -2013).

Поверка

осуществляется в соответствии с документом о поверке:

- система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ "Поляково" филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" (Чапаевское ПО). Методика поверки. МП 4222-02-6316109767 -2013, утверждена ГЦИ СИ – ФБУ «Самарский ЦСМ» 26.02.13г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики электрической энергии ЦЭ 6850 в соответствии с методикой поверки ИНЕС.411152.034 МП, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИНЕС.411152.034 РЭ;
- средства поверки УСВ-2 в соответствии с утвержденным документом "Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки . ВЛСТ 237.00.001.И1; И1", утвержденным ФГУП "ВНИИФТРИ" 12.05.2010 г. оборудование для поверки УСВ-2 в соответствии с методикой поверки (ВЛСТ 221.00.000 МП), утвержденным ФГУП "ВНИИФТРИ" в 2004 году;
- контроллер измерительный программируемый «ВЭП 01». Методика поверки. МП 4222-001-36888188-2003 Утверждена ФГУ Самарский ЦСМ;
- приемник сигналов точного времени МИР РЧ-01;
- средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;

-средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации;

-средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 110/10 кВ "Поляково" филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" (Чапаевское ПО) приведены в документе - «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 110/10 кВ "Поляково" филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" (Чапаевское ПО)-МВИ 4222-02-7707744367 -2013). Методика (метод) аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» по ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 46/01.00181-2008/2013 от 06.02.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПС 110/10 кВ "Поляково" филиала ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" (Чапаевское ПО)

- § ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- § ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.
- § Основные положения.
- § ГОСТ 7746-2001.Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- § ГОСТ Р 52323-2005. (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерений электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
- § .ГОСТ Р 52425-2005. (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

-осуществление торговли и товарообменных операций

Изготовитель:

Закрытое акционерное общество «ПромСвязьЭнерго» (ЗАО«ПромСвязьЭнерго»)
Юридический адрес: 446202, Самарская область, г.Новокуйбышевск, ул.Миронова, д31а,оф. 77.
Почтовый адрес:443011 г. Самара, Парковый пер., 5

Испытательный центр:

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» - ФБУ «Самарский ЦСМ»

Аттестат аккредитации – зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30017-08

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Булыгин

М.П. " ____ " _____ 2013 г.