

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП Попово

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП Попово (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени УССВ-35LVS (35HVS) (далее – УССВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПО «АльфаЦентр».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 преобразуются 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 обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ УССВ, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности

синхронизации часов сервера БД и времени УССВ не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журналы событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ТП Попово используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии 12.01, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», зарегистрированы в Госреестре СИ РФ (Рег. № 44595-10).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2

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

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при 3оверии-тельной вероятности P=0,95	Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности P=0,95
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП 110/10/3,3 кВ «Попово»								
1	Ввод-110кВ	ТОГФ-110Ш-УХЛ1 Кл. т. 0,2S 200/5 Зав. № 329; Зав. № 330; Зав. № 328	СРВ-123 Кл. т. 0,2 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Зав. № 8850838; Зав. № 8850839; Зав. № 8850840	A1802RAL-P4GB-DW-4 Кл. Т. 0,2S/0,5 Зав. № 01288282	-	активная реактивна я	0,6 1,3	1,5 2,9
2	РТСН	ТТН-40 Кл. т. 0,5S 400/5 Зав. № 1409-067971; Зав. № 1409-067980; Зав. № 1409-067970	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. Т. 0,5S/1,0 Зав. № 01288291	-	активная реактивна я	1,0 2,4	3,5 5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	φ1 АБ	ТОЛ-НТЗ-10-11 Кл. т. 0,5S 10/5 Зав. № 21015; Зав. № 21104; Зав. № 20966	ЗНОЛП-НТЗ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 21182; Зав. № 21548; Зав. № 21181	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. Т. 0,5S/1,0 Зав. № 01288283	-	активная реактивна я	1,2 2,8	3,6 6,0
4	φ2 АБ	ТОЛ-НТЗ-10-11 Кл. т. 0,5S 5/5 Зав. № 10412; Зав. № 10481; Зав. № 10484	ЗНОЛП-НТЗ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 21183; Зав. № 21147; Зав. № 21269	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. Т. 0,5S/1,0 Зав. № 01288284	-	активная реактивна я	1,2 2,8	3,6 6,0
5	Ввод-10	ТОЛ-НТЗ-10-11 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 21344; Зав. № 21346; Зав. № 21221	ЗНОЛП-НТЗ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 21499; Зав. № 21550; Зав. № 21551	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. Т. 0,5S/1,0 Зав. № 01288285	-	активная реактивна я	1,2 2,8	3,6 6,0
6	ПВА	ТОЛ-НТЗ-10-11 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав. № 21035; Зав. № 21082; Зав. № 21034	ЗНОЛП-НТЗ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 21499; Зав. № 21550; Зав. № 21551	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. Т. 0,5S/1,0 Зав. № 01288286	-	активная реактивна я	1,2 2,8	3,6 6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	φ1 ПЭ	ТОЛ-НТЗ-10-11 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 21251; Зав. № 21255; Зав. № 21640	ЗНОЛП-НТЗ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 21551; Зав. № 21551; Зав. № 21551	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. Т. 0,5S/1,0 Зав. № 01288287	-	активная реактивна я	1,2 2,8	3,6 6,0
8	φ2 ПЭ	ТОЛ-НТЗ-10-11 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 21347; Зав. № 21250; Зав. № 21443	ЗНОЛП-НТЗ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 21551; Зав. № 21551; Зав. № 21551	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. Т. 0,5S/1,0 Зав. № 01288288	-	активная реактивна я	1,2 2,8	3,6 6,0
9	ТСН-1	ТОЛ-НТЗ-10-11 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 11117; Зав. № 11248; Зав. № 11232	ЗНОЛП-НТЗ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 21551; Зав. № 21551; Зав. № 21551	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. Т. 0,5S/1,0 Зав. № 01288289	-	активная реактивна я	1,2 2,8	3,6 6,0
10	ТСН-2	ТОЛ-НТЗ-10-11 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 11228; Зав. № 11206; Зав. № 11249	ЗНОЛП-НТЗ-10УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 21551; Зав. № 21551; Зав. № 21551	A1805RAL-P4GB- DW-4 Кл. Т. 0,5S/1,0 Зав. № 01288290	-	активная реактивна я	1,2 2,8	3,6 6,0

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3 Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: напряжение (0,98–1,02) $U_{ном}$; ток (1,0–1,2) $I_{ном}$, частота – (50±0,15) Гц; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

– температура окружающей среды: ТТ и ТН – от +15 до +35 °С; счетчиков – от +21 до +25 °С; ИВК – от +10 до +30 °С;

– относительная влажность воздуха (70±5) %;

– атмосферное давление (100±4) кПа;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9–1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока – (0,02–1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5–1,0 (0,87–0,5); частота – (50±0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха – от -40 до +70 °С.

Б) для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения – (0,9–1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока – (0,01–1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5–1,0 (0,87–0,5); частота – (50±0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40–60) %;

– атмосферное давление (100±4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии А1802RAL-P4GB-DW-4 от -40 до +65 °С;

– для счётчиков электроэнергии А1805RAL-P4GB-DW-4 от -40 до +65 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

В) для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50±1) Гц;

– температура окружающего воздуха от +10 до +30 °С;

– относительная влажность воздуха (70±5) %;

– атмосферное давление (100±4) кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 – 10 от -10 до +40 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик А1802RAL-P4GB-DW-4 – среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

– электросчётчик А1805RAL-P4GB-DW-4 – среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T=70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере БД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

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:
- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- сервер БД – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП Попово типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОГФ-110Ш-УХЛ1	44640-10	3
Трансформатор тока	ТТН-40	41260-09	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-11	51679-12	24
Трансформатор напряжения	СРВ-123	47844-11	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10УХЛ2	51676-12	9
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RAL-P4GB-DW-4	31857-11	9
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦентр»	-	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-35LVS (35HVS)	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-030-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП Попово. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков A1802RAL-P4GB-DW-4 – по документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- счетчиков A1805RAL-P4GB-DW-4 – по документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП Попово, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП Попово

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Сетьстрой» (ЗАО «Сетьстрой»)

ИНН 7701684150

Юридический адрес: 115419 г. Москва, 2-й Рощинский пр-д, д.8

Почтовый адрес: 105062, г. Москва, ул. Покровка, д. 45, стр. 1

Тел.: (495) 775-46-47

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «_____» _____ 2016 г.