

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» июля 2021 г. № 1325

Регистрационный № 82173-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК «Ставэлектросеть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК «Ставэлектросеть» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (СБД) типа ASUS RS520-E8-RS8, устройство синхронизации времени типа УСВ-3, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление активной и полной мощности за период. 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 по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на входы контроллеров СИКОН ТС65 или GSM-модемов IRZ, Siemens MC35, Cinterion и Teleofis, откуда по каналам связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS/CSD передается в сервер сбора данных АИИС КУЭ, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

В сервере сбора данных АИИС КУЭ, располагающемся в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) ГУП СК «Ставэлектросеть», производится сбор, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АИИС КУЭ периодически, с установленным интервалом проверки текущего времени не реже 1 раза в час, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении ± 1 с. и более, сервер ИВК АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО «Пирамида 2000» соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение										
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»										
	Calc Clients .dll	Calc Leakage .dll	Calc Losses .dll	Metrology .dll	Pars eBin .dll	Par-seI-EC .dll	Pars eMo dbus .dll	Pars ePira mida .dll	Syn- chro NSI .dll	Ver- ifyTi me .dll	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0										
Цифровой идентификатор ПО	e557 12d0 b1b2 1906 5d63 da94 9114 dae4	b195 9ff7 0be1 eb17 c83f 7b0f 6d4a 132f	d798 74d1 0fc2 b156 a0fd c27e 1ca4 80ac	52e2 8d7b 6087 99bb 3cce a41b 548d 2c83	6f55 7f88 5b73 7261 328c d778 05bd 1ba7	48e7 3a92 83d1 e664 9452 1f63 d00b 0d9f	c391 d642 71ac f405 5bb2 a4d3 fe1f 8f48	ecf5 3293 5ca1 a3fd 3215 049a f1fd 979f	530d 9b01 26f7 cdc2 3ecd 814c 4eb7 ca09	1ea5 429b 261f b0e2 884f 5b35 6a1d 1e75	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5										

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	ПС 110 кВ Радиозавод, КРУН 10 кВ, Ф-223	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 20176-06	УСБ-3, рег. № 64242-16, ASUS RS520-E8-RS8
2	ВЛ 10 кВ Ф-210 ПС 110 кВ Радиозавод, оп. №159, отп. в сторону ТП-8/210 10 кВ, оп. №8/1	ТОЛ-НТЗ-10 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 51676-12	ЦЭ6850М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20176-06	
3	ПС 110 кВ Белый Уголь, КРУН 10 кВ, Ф-337	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-69	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 20176-06	
4	ПС 35 кВ Зимняя Ставка-1, КРУ 6 кВ, Ф-12	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП 6300/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
5	КТП-110, Ф-643 от ПС «Нефтекумская» 110/10/6 кВ	ТТ-А 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 60939-15	-	СЕ 303 S31 543 JGVZ GS01 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	
6	ПС 110 кВ Светлоград, Ф-001, ПКУ-10 кВ, отпайка в сторону ТП-31	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-06	ЗНОЛП 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 23544-07	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 20176-06	
7	ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Ставрополь-промышленная отпайка на ПС Фармацевт (Л-135)	ТВГ-УЭТМ® 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 52619-13	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-13 НАМИ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 60353-15	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 20176-06	
8	ОРУ 110 кВ, яч. ВЛ 110 кВ Фармацевт-ВНИИОК	ТВГ-УЭТМ® 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 52619-13	НАМИ-110 УХЛ1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 24218-13	ЦЭ6850М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 20176-06	

Продолжение таблицы 2

Примечания:			
1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.			
2. Допускается замена, УСВ на аналогичные, утвержденных типов.			
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).			
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.			

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (\pm) δ , %	Границы погрешности в рабочих условиях (\pm) δ , %
1, 3	Активная	1,2	2,9
	Реактивная	1,9	4,6
2	Активная	1,3	4,2
	Реактивная	2,1	7,1
4	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,1	5,5
5	Активная	1,1	4,1
	Реактивная	1,5	5,5
6	Активная	1,2	3,1
	Реактивная	1,9	5,6
7, 8	Активная	0,6	1,4
	Реактивная	1,0	2,4
Пределы абсолютной погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к национальной шкале координированного времени РФ UTC (SU), (\pm) с			5
Примечания:			
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для ИК №№ 1-3, 5-8 для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$, и для ИК №№ 4 для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1, 3, 4, 7, 8 от +10 до +40°C, для ИК №№ 2, 5, 6 от -40 до +40°C.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	8
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С ИК №№ 1, 3, 4, 7, 8 ИК №№ 2, 5, 6 - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +40 от -40 до +40 от +12 до +25 от 80,0 до 106,7 98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>160000 2 45000 2 100000 1</p>
<p>Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>75 10 3,5</p>

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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени.

- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- Защищенность применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
серверов.
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче,
параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
серверов.
- Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
серверах (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Счетчик электрической энергии	ЦЭ6850М	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счетчик активной и реактивной электрической энергии трехфазный	CE 303 S31 543 JGVZ GS01	1
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	7
	ТОЛ-НТЗ-10	2
	ТЛО-10	3
	ТТ-А	3
	ТВГ-УЭТМ®	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	3
	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
	НТМИ-10-66	1
	ЗНОЛП	6
	НАМИ-110 УХЛ1	5
	НАМИ	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер сбора данных АИИС КУЭ	ASUS RS520-E8-RS8	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51/77/21	1
Паспорт-формуляр	17254302.384106.056.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК «Ставэлектросеть», аттестованном ООО «Альфа-Энерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311785 от 15.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

