

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 573 от 28.03.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения электроэнергии (мощности), потребляемой за установленные интервалы времени различными технологичными объектами ОАО «Светлана», 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, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

2-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя УСПД RTU-327-E1-B02-M02 (далее УСПД RTU-327), сервер HP ProLiant DL120 G7, устройство синхронизации времени UCS-2, коммутатор Cisco Catalyst 2950-12, технические средства приема-передачи данных - роутер DLink, NPort 5232 (2-портовый асинхронный сервер RS-422/485 в Ethernet), рабочие станции АРМ. Первое АРМ расположено в центре сбора информации в офисе ООО «РТ-ЭТ» и подключено к сети АИИС КУЭ ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана». Второе АРМ расположено на ПАО «Светлана» и использует информацию сервера БД посредством сети Интернет.

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, обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и передача накопленных данных по проводным линиям на сервер БД.

Передача информации в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭ осуществляется от АРМ установленного в ООО «РТ-ЭТ» по сети Internet в автоматическом режиме, с использованием ЭП, раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/ІР отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана» оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). В СОЕВ входят средства измерений, обеспечивающие измерение времени, также учитываются временные характеристики (задержки) линий связи, которые используются при синхронизации времени. В АИИС КУЭ ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана» поддержание единого времени осуществляется посредством устройства синхронизации времени УСВ-2, которое синхронизирует время в сервере БД, УСПД RTU-327-Е1-В02-М02 (далее УСПД RTU-327) и в счетчиках ИИК.

Измерение времени происходит автоматически внутренними таймерами устройств. Нормирование величин отклонения встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации последних с единым временем. Синхронизация времени в УСПД RTU-327 осуществляется от устройства синхронизации времени. Синхронизация времени происходит при старте УСПД, а также при отклонении времени УСПД RTU-327 от времени УСВ-2 на величину более  $\pm 2$  с. Синхронизация времени в сервере БД осуществляется также от УСВ-2. Синхронизация времени на сервере БД происходит при старте, а также при отклонении времени от времени УСВ-2 на величину более  $\pm 2$  с. Синхронизация времени в ИИК осуществляется при старте УСПД RTU-327, а также при отклонении времени счетчика электроэнергии от времени УСПД RTU-327 на величину более  $\pm 3$  с, а затем 1 раз в сутки при сеансе связи с УСПД RTU-327.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ» используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» (Версия не ниже 15.07), в состав которого входят метрологически значимые 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 - Метрологически значимые модули ПО

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

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов тока и напряжения.

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

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УСВ		Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	РТП-3 IVс.ш 6 кВ яч.12 ф.103-37/83	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	RTU-327, рег. № 41907-09	УСВ-2, рег. № 41681-10	активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
2	РТП-4 Ic.ш 6 кВ яч.6 ф.103-09	ТПЛ-10-М-У2 Ктт=400/5 КТ 0,5S Рег.№ 22192-07	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
3	РТП-5 Ic.ш 6 кВ яч.1 ф.103-107/157	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
4	РТП-5 Пс.ш 6 кВ яч.8 ф.103-117	ТПОЛ-10-У3 Ктт=300/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
5	РТП-12 Пс.ш 6 кВ яч.9 ф.103-08/54	ТОЛ-10 -1 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 15128-07	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ .18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
6	РТП-12 Ис.ш 6 кВ яч.4 ф.103-32/78	ТОЛ-10-1 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 15128-07	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	RTU-327 ,рег. № 41907-09	УСВ-2, рег. № 41681-10	активная	1,3	4,6		
								реактивная	2,1	5,4	
7	РТП-13 Шс.ш 6 кВ яч.12 ф.103-14	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=300/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12					активная	1,3	4,6
								реактивная	2,1	5,4	
8	РТП-17 Пс.ш 6 кВ яч.11 ф.103-15/61	ТПЛ-10-М-У2 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 22192-07	ЗНОЛ.06-6У3 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12					активная	1,3	4,6
								реактивная	2,1	5,4	
9	РТП-17 Ис.ш 6 кВ яч.4 ф.103-43/89	ТПЛ-10-М-У2 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 22192-07	ЗНОЛ.06-6У3 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12					активная	1,3	4,6
								реактивная	2,1	5,4	
10	РТП-21 Ис.ш 6 кВ яч.1 ф.103-30/76	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная	1,3	4,6		
						реактивная	2,1	5,4			
11	РТП-24 IVс.ш 6 кВ яч.13 ф.103-16/62	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная	1,3	4,6		
						реактивная	2,1	5,4			
12	РТП-24 Ис.ш 6 кВ яч.1 ф.103-17/63	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная	1,3	4,6		
						реактивная	2,1	5,4			
13	РТП-25 Ис.ш 6 кВ яч.1 ф.103-35/81	ТПОЛ-10-У3 Ктт=300/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная	1,3	4,6		
						реактивная	2,1	5,4			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	РТП-1 (РП-2710) Ис.ш 6 кВ яч.7 ф.103-34/80	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	RTU-327 ,рег. № 41907-09	УСВ-2, рег. № 41681-10	активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
15	РТП-1 (РП-2710) IVс.ш 6 кВ яч.13 ф.103-07/53	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
16	РТП-1 (РП-2710) Ис.ш 6 кВ яч.5 ф.15-11	ТПЛ-10 -М-У2 Ктт=400/5 КТ 0,5S Рег.№ 22192-07	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
17	РТП-6 (РП-2772) Vс.ш 6 кВ яч.22 ф.103-113/163	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег. №18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
18	РТП-6 (РП-2772) VIс.ш 6 кВ яч.21 ф.103-13/59	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0; Рег.№ 36697-12			активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
19	РТП-27 (РП-2701) Ис.ш. 6 кВ яч.1 ф.15-45	ТПОЛ-10-У3 Ктт=400/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	ЗНОЛШ 06-У2 Ктн=6300/100 КТ 0,5 Рег.№ 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
20	РТП-31 Ис.ш 6 кВ яч.1 ф.103-36	ТПОЛ-10-У3 Ктт=300/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4
21	РТП-31 IVс.ш 6 кВ яч.9 ф.103-38	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=300/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная реактивная	1,3 2,1	4,6 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
22	РТП-34 Пс.ш 6 кВ яч.11 ф.103-33/79	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	RTU-327 ,рег. № 41907-09	УСВ-2, рег. № 41681-10	активная	1,3	4,6		
								реактивная	2,1	5,4	
23	РТП-38 Пс.ш 6 кВ яч.6 ф.103-31/77	ТОЛ-10-1-2-У2 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 15128-07	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12					активная	1,3	4,6
								реактивная	2,1	5,4	
24	РТП-38 Ис.ш 6 кВ яч.1 ф.103-112/162	ТОЛ-10-1-2-У2 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 15128-07	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12					активная	1,3	4,6
						реактивная	2,1	5,4			
25	РТП-44 Пс.ш 6 кВ яч.7 ф.103-125/175	ТПОЛ-10-У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная	1,3	4,6		
							реактивная	2,1	5,4		
26	РТП-6 (РП-2772) VIIс.ш 6 кВ яч.23 ф.29-82/182	ТПОЛ-10 -У3 Ктт=600/5 КТ 0,5S Рег.№ 1261-08	НАМИТ-10-2 Ктн=6000/100 КТ 0,5 Рег.№ 18178-99	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12			активная	1,3	4,6		
							реактивная	2,1	5,4		

Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

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. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД 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 2 метрологических характеристик.. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.
4. ТТ по ГОСТ 7746-2001, ТН по ГОСТ 1983-2001, 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 .
5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $I = 0,01$  Ином,  $\cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 5 до плюс 35° С, основная погрешность указана для  $I = 1,0$  Ином,  $\cos \varphi = 0,8$  инд.

Таблица 3 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	26
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от 49,6 до 50,4
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ ) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - температура окружающей среды для сервера, °С: - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 1 <sub>емк</sub> от -40 до +60 от -40 до +70 от +10 до +30 от +10 до +30 от 80 до 106,7 кПа 98 % от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000 35000 100000 1 40000
Глубина хранения информации Счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 М: -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, суток УСПД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 5 5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, 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 счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:
  - параметрирование;
  - попытка не санкционированного доступа;
  - коррекция времени;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений - не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10 -У3	54 шт.
	ТПЛ-10-М-У2	12 шт.
	ТОЛ-10-1	6 шт.
	ТОЛ-10-1-2-У2	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	21 шт.
	ЗНОЛ.06-6У3	6 шт.
	ЗНОЛП 06-У2	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	26 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1 шт.
Основной сервер	HP ProLiant DL120 G7	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-327	1 шт.
Автоматизированное рабочее место	АРМ	2 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Документация		
Методика поверки	МП 4222-02-7707744367 -2013	1 экз.
Формуляр	ФО 4222-02-7729667652-2018 с Изменением №1	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 4222-02-7707744367-2013 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 18.06.2013 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы 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»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- УСПД RTU-327 - в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. ДЯИМ.466215.005 МП. Методика поверки, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г;
- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ1 МП. Методика поверки, утверждённому руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05. 2012 г.;
- УСВ-2 - в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.000 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 31.08.2009 г;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 27008-04);

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

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

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана» - МВИ 4222-02-7707744367-2013. Методика (метод) аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» по ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 56/01.00181-2008/2013 от 18.06.2013 г.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «РТ-ЭТ» в части энергопотребления ОАО «Светлана»

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**

Общество с ограниченной ответственностью «ГРУППА ТЭС» (ООО «ГРУППА ТЭС»)  
ИНН 7707744367  
Адрес: 121596, г. Москва, ул. Горбунова, д.2, стр.204, офис В214  
Телефон: 8 (495) 989-29-01

Модернизация системы проведена:

Общество с ограниченной ответственностью «РТ-Энерготрейдинг» (ООО «РТ-ЭТ»)  
ИНН 7729667652  
Адрес: 119415, г. Москва, ул. Удальцова, д.1А  
Телефон: 8 (495) 240-90-83  
E-mail: [office@rt-et.ru](mailto:office@rt-et.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ГЦИ СИ ФБУ Самарский ЦСМ)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: [referent@samaragost.ru](mailto:referent@samaragost.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30017-08 от 15.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.