

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 390 от 01.03.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Саратовнефтегаз» (1-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Саратовнефтегаз» (1-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящую из 45 измерительных каналов (ИК).

ИК АИИС КУЭ состоят из двух уровней.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту Сч и/или счетчики) и вторичные измерительные цепи.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК баз данных (сервер БД) на основе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» (ПО «АльфаЦЕНТР»), устройство синхронизации времени типа УСВ-3 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 64242-16 (рег. № 64242-16), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение.

В состав ИВК входит вспомогательное оборудование – автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей системы, а также АРМ энергосбытовой организации.

АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии (прямого и обратного направления) с заданной дискретностью 30 мин;
- сбор и передачу журналов событий счетчиков в базу данных ИВК;
- автоматическое выполнение измерений времени и ведение единого времени в составе СОЕВ АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений (приращений электроэнергии прямого и обратного направления) с заданной дискретностью 30 мин;
- хранение в базе данных АИИС КУЭ результатов измерений информации о состоянии средств измерений («Журналов событий»);
- обработку, формирование и передачу результатов измерений в XML-формате по электронной почте (с электронной подписью);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- обеспечение по запросу коммерческого оператора дистанционного доступа к результатам измерений, данным журналов событий на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение диагностики и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- обеспечение конфигурирования и настройки параметров АИИС КУЭ;

- автоматическую регистрацию событий, сопровождающих процессы измерения, в «Журнале событий» на уровне измерительно-информационного комплекса;
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;
- расчеты потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи и восстановления питания.

Первичные фазные токи и напряжения преобразовываются измерительными трансформаторами (в случае счетчиков прямого включения – счетчиками) в аналоговые сигналы низкого уровня, которые поступают на аналого-цифровой преобразователь (АЦП) счетчика. АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин тока и напряжения параллельно по шести каналам измерения тока и напряжения, преобразуя в цифровой код передавая его микроконтроллеру. Микроконтроллер по выборкам мгновенных показаний производит вычисление усредненных на интервале значений активной мощности. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микроконтроллере счетчика вычисляются мгновенные значения реактивной, полной мощности и интегрированные по времени значения активной и реактивной энергии.

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы сервера ИВК осуществляется по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат пакетных данных посредством сотовой GSM связи и Internet (GSM-GPRS/3G соединение) (счетчик – GSM модем – сервер) и/или GSM/CSD соединение в качестве резервного канала.

Сервер автоматически не реже одного раза в сутки и/или по запросу проводит сбор результатов измерений и информации о состоянии средств измерений со счетчиков.

В сервере осуществляется хранение результатов измерений и отображение информации по подключенным к серверу устройствам. Посредством сервера происходит отображение информации на АРМ пользователей системы. Вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН осуществляется на уровне ИВК (ПО «АльфаЦЕНТР»).

На сервере информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии экспортируется в файлы формата XML, макет 80020. Сформированные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске. Ежедневно (1 раз в сутки) файлы данных автоматически направляются на АРМ энергосбытовой компании по электронной почте в формате XML.

Дальнейшая передача информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) осуществляется от АРМ энергосбытовой компании по каналу связи сети Internet в формате XML в соответствии с регламентами ОРЭМ. Передача информации в АО «АТС» происходит после подписания файла электронно-цифровой подписью энергосбытовой компании.

Информация с сервера может быть получена на АРМ по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Сличение шкалы времени сервера и шкалы времени устройства синхронизации системного времени происходит не реже 1 раза в 60 минут. Ход внутренних часов не превышает ± 1 с/сут. Не реже чем 1 раз в сутки осуществляется сличение шкалы времени между счетчиками и сервером. Коррекция времени счетчика сервером осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на ± 2 с в момент чтения данных.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО сервера БД и ПО АРМ на основе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» (ПО «АльфаЦЕНТР»).

Метрологически значимой частью специализированного ПО АИИС КУЭ является библиотека ac_metrology.dll. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Идентификационные данные библиотеки ac_metrology.dll приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.03
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные	ac_metrology.dll

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ, Сервер
1	2	3	4	5	6
1	РП-10 кВ Октябрьский СП, яч. 1, ВЛ-10 кВ ф. 7А	ТЛК10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 9143-83	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	УСВ-3 рег. № 64242-16, HP ProLiant DL360 Gen 9
2	РП-10 кВ Октябрьский СП, АВР, ввод 0,4 кВ ТСН-1, ТСН-2	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
3	РП-10 кВ Октябрьский СП, яч. 8, ВЛ-10 кВ ф. 8А	ТЛК10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 9143-83	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС 35 кВ Горючка, РУ-6 кВ, яч. 4	ТЛК10-5,6 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	УСВ-3 рег. № 64242-16, HP ProLiant DL360 Gen 9
5	ПС 35 кВ Горючка, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
6	ПС 35 кВ Горючка, РУ-6 кВ яч. 1, ВЛ-6 кВ ф. № 601	ТЛК10-5,6 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
7	ПС 35 кВ Западная Рыбушка, РУ-6 кВ, яч. 3	ТЛК10-5,6 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-97	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	
8	ПС 35 кВ Западная Рыбушка, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП 0,66 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 15174-01	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
9	ПС 35 кВ Западная Рыбушка, РУ-6 кВ, яч. 1, ВЛ-6 кВ ф. 603	ТЛК10 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
10	КТП 6 кВ № 471А, ПУ-1 0,4 кВ	ТШЛ-СЭЩ кл.т 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 51624-12	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
11	ПС 35 кВ Урицкая, ОРУ-35 кВ, В-35 кВ Т-1	GIF 40,5 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 56411-14	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	
12	ПС 35 кВ Урицкая, ОРУ-35 кВ, В-35 кВ Т-2	GIF 40,5 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 56411-14	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ПС 35 кВ Урицкая, КРУН-10 кВ, яч. 2, ВЛ-10 кВ Ф. № 7А с. Бутырки	ТОЛ 10-1 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-13	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	УСВ-3 рег. № 64242-16, HP ProLiant DL360 Gen 9
14	ПС 35 кВ Урицкая, КРУН-10 кВ, яч. 12, ВЛ-10 кВ Ф. № 1А с. Урицкое	ТОЛ 10-1 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	
15	ПС 35 кВ Урицкая, КРУН-10 кВ, яч. 6, ВЛ-10 кВ Ф. № 2А с. Чадаевка	ТОЛ 10-1 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-13	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	
16	ПС 35 кВ Урицкая, КРУН-10 кВ, яч. 8, ВЛ-10 кВ Ф. № 8	ТОЛ 10-1 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-13	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	
17	ПС 35 кВ Урицкая, КРУН-10 кВ, яч. 11, ВЛ-10 кВ Ф. № 11	ТОЛ 10-1 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 15128-03	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-02	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	
18	ВЛ-6 кВ №1 от яч. ф. 601 ПС 110 кВ Саратовка-1, ПКУ-6 кВ ф. 601	ТОЛ-СВЭЛ кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 42663-09	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ кл.т 0,2 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
19	ВЛ-6 кВ ф. № 5 от яч. ф. 605 ПС 110 кВ Саратовка-4, ПКУ-6 кВ ф. 605	ТОЛ-СВЭЛ кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 42663-09	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ кл.т 0,2 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
20	ВЛ-6 кВ ф. № 1 от яч. ф. 601 ПС 110 кВ Саратовка-4, ПКУ-6 кВ ф. 601	ТОЛ-СВЭЛ кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 42663-09	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ кл.т 0,2 Ктн = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	ВЛ-6 кВ ф. 606 от яч. ф. 606 ПС 110 кВ Саратовка-5, ПКУ-6 кВ ф. 606	ТОЛ-СВЭЛ кл.т 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 42663-09	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ кл.т 0,2 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	УСВ-3 рег. № 64242-16, HP ProLiant DL360 Gen 9
22	ВЛ-6 кВ ф. № 3 от яч. ф. 603 ПС 110 кВ Южная-6, ПКУ-6 кВ ВЛ-6 кВ ф. № 3	ТОЛ-СВЭЛ кл.т 0,2S К _{тт} = 150/5 рег. № 42663-09	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ кл.т 0,2 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
23	КТП-128 10 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТШП кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
24	ПС 110 кВ Алексеевская, ОРУ-110 кВ, ШР-110 кВ Т-1	ТФМ-110 кл.т 0,2 К _{тт} = 100/5 рег. № 16023-97	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-05	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	
25	ПС 110 кВ Алексеевская, ОРУ-110 кВ, ШР-110 кВ Т-2	ТФМ-110 кл.т 0,2 К _{тт} = 100/5 рег. № 16023-97	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-05	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	
26	ПС 35 кВ Нефтяная-1, РУ-6 кВ, яч. 14	ТОЛ кл.т 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ-06 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72 ЗНОЛ(П)-СВЭЛ кл.т 0,2 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
27	ПС 35 кВ Нефтяная-1, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 кл.т 0,5S К _{тт} = 50/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
28	ПС 35 кВ Нефтяная-1, РУ-6 кВ, яч. 5	ТОЛ кл.т 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ-06 кл.т 0,5 К _{тн} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
29	ПС 35 кВ Нефтяная-1, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	УСВ-3 рег. № 64242-16, HP ProLiant DL360 Gen 9
30	ПС 35 кВ Нефтяная-2, РУ-6 кВ, яч. 14	ТОЛ кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ-06 кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
31	ПС 35 кВ Нефтяная-2, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
32	ПС 35 кВ Нефтяная-2, РУ-6 кВ, яч. 5	ТОЛ кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 47959-16	ЗНОЛ-06 кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
33	ПС 35 кВ Нефтяная-2, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
34	ПС 35 кВ Нефтяная-2, РУ-6 кВ, яч. 18	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 6009-77	ЗНОЛ-06 кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
35	РП-6 кВ Степновские ГС, РУ-6 кВ, яч. 5	ТЛК10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
36	РП-6 кВ Степновские ГС, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
37	РП-6 кВ Степновские ГС, РУ-6 кВ, яч. 8	ТЛК10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 9143-83	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
38	РП-6 кВ Степновские ГС, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	УСВ-3 рег. № 64242-16, HP ProLiant DL360 Gen 9
39	ТП 6 кВ № 6 ПНН Наливная, РУ-0,4 кВ, 1 СШ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШ-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
40	ТП 6 кВ № 6 ПНН Наливная, РУ-0,4 кВ, 2 СШ, ввод 0,4 кВ Т-2	ТШ-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
41	ВЛ-1005 10 кВ, оп. 5-00/1, ПКУ-10 кВ ВЛ-10 кВ ф. 1005	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
42	ВЛ-1002 10 кВ, оп. 2-02/2, ПКУ-10 кВ ВЛ-1002 10 кВ	ТОЛ-СВЭЛ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 42663-09	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
43	ВЛ-1003 10 кВ, оп. 3-00/1, КРУН-СВЛ-10 кВ	ТОЛ 10-1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 50/5 рег. № 15128-03	ЗНОЛП кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 23544-02	ПСЧ-4ТМ.05 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27779-04	
44	ВЛ-6 кВ ф. 601 от яч. ф. 601 ПС 110 кВ Бобровка-4, ПКУ- 6 кВ ВЛ-6 кВ ф. 601	ТОЛ-СВЭЛ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 42663-09	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ кл.т 0,2 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
45	ВЛ-6 кВ ф. 608 от яч. ф. 608 ПС 110 кВ Бобровка-3, ПКУ- 6 кВ ВЛ-6 кВ ф. 608	ТОЛ-СВЭЛ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 42663-09	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ кл.т 0,2 К _{ТН} = (6000/√3)/(100/√3) рег. № 67628-17	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		d _{1(2) %}	d _{5 %}	d _{20 %}	d _{100 %}
		I _{1(2) %} £ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120 %}
1	2	3	4	5	6
1, 3 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,1
	0,8	-	±2,9	±1,6	±1,3
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±5,4	±2,8	±2,0
2, 8, 10, 23, 27, 29, 31, 33, 36, 38 – 40 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,8	±1,0	±0,8	±0,8
	0,9	±2,3	±1,4	±1,0	±1,0
	0,8	±2,9	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,5	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±5,3	±2,8	±1,9	±1,9
4, 6, 9, 34, 35, 37 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,5	±1,3
	0,8	-	±3,0	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
5 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,5	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,7	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,1	±2,1	±1,7	±1,7
	0,7	±3,7	±2,3	±1,9	±1,9
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
7, 13 – 17, 43 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,8	±2,0	±1,8
	0,8	-	±3,2	±2,2	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,6	±3,3	±2,6
11, 12 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,5	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,8	±2,0	±1,8	±1,8
	0,8	±3,2	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,8	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,6	±3,3	±2,6	±2,6
18 – 22, 41, 42, 44, 45 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,3	±1,1	±0,9	±0,9
	0,8	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,2	±1,0	±1,0
	0,5	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
26, 28, 30, 32 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±2,0	±1,4	±1,1	±1,1
	0,8	±2,6	±1,6	±1,3	±1,3
	0,7	±3,3	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±5,3	±3,0	±2,2	±2,2
24, 25 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	-	±2,0	±1,7	±1,7
	0,8	-	±2,1	±1,8	±1,7
	0,7	-	±2,2	±1,9	±1,8
	0,5	-	±2,7	±2,2	±2,0
Номера измерительных каналов	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		d _{1(2) %} ,	d _{5 %} ,	d _{20 %} ,	d _{100 %} ,
		I _{1(2) %} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} ≤ I _{изм} < I _{120 %}
1	2	3	4	5	6
1, 3 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,9	-	±4,2	±3,8	±3,7
	0,8	-	±4,5	±3,7	±3,5
	0,7	-	±4,9	±3,8	±3,6
	0,5	-	±6,4	±4,3	±3,8
2, 8, 10, 23, 27, 29, 31, 33, 36, 38 – 40 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5)	0,9	±4,2	±3,7	±3,7	±3,7
	0,8	±4,5	±3,8	±3,5	±3,5
	0,7	±4,9	±4,0	±3,5	±3,5
	0,5	±6,3	±4,4	±3,8	±3,8
4, 6, 9, 34, 35, 37 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	-	±4,2	±3,8	±3,7
	0,8	-	±4,6	±3,7	±3,6
	0,7	-	±5,0	±3,9	±3,7
	0,5	-	±6,5	±4,4	±4,0
5 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	0,9	±6,2	±3,5	±2,2	±2,0
	0,8	±5,5	±3,2	±2,2	±2,1
	0,7	±5,4	±3,2	±2,2	±2,2
	0,5	±6,5	±3,6	±2,6	±2,5
7, 13 – 17, 43 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,1)	0,9	-	±4,0	±2,4	±2,1
	0,8	-	±4,4	±2,6	±2,2
	0,7	-	±4,8	±2,8	±2,3
	0,5	-	±6,3	±3,6	±2,8
11, 12 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±6,3	±3,6	±2,3	±2,1
	0,8	±5,5	±3,3	±2,3	±2,2
	0,7	±5,5	±3,3	±2,4	±2,3
	0,5	±6,6	±3,8	±2,9	±2,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
18 – 22, 41, 42, 44, 45 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,9	±3,7	±3,6	±3,6	±3,6
	0,8	±3,8	±3,6	±3,4	±3,4
	0,7	±3,8	±3,7	±3,4	±3,4
	0,5	±4,1	±3,8	±3,5	±3,5
26, 28, 30, 32 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	±4,0	±3,7	±3,7	±3,7
	0,8	±4,3	±3,8	±3,5	±3,5
	0,7	±4,8	±4,0	±3,6	±3,6
	0,5	±6,3	±4,6	±4,0	±4,0
24, 25 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	-	±3,5	±2,2	±2,0
	0,8	-	±3,6	±2,3	±2,0
	0,7	-	±3,7	±2,3	±2,1
	0,5	-	±4,0	±2,6	±2,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности СОЕВ, с				±5	
Примечания: 1 Погрешность измерений электрической энергии $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$. 2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3 Допускается замена измерительных трансформаторов и 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. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. 4 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная. 5 Границы интервала 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 и измерительных трансформаторов.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия применения: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: - для счетчиков реактивной энергии:	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С - для ТТ и ТН - для счетчиков	от -40 до +50 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: - средняя наработка до отказа, ч, не менее счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № № 36697-12); - средняя наработка до отказа, ч, не менее счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17); - средняя наработка до отказа, ч, не менее счетчики ПСЧ-4ТМ.05 (рег. № 27779-04); - средняя наработка до отказа, ч, не менее ИВК:	165000 220000 90000 100000
Глубина хранения информации счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12); - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17); - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, счетчики ПСЧ-4ТМ.05 (рег. № 27779-04); - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	114 114 не менее 45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

- в журналах событий счетчиков и ИВК фиксируются факты:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

Наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электроэнергии;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

Наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчиках электроэнергии;

- пароль на ИВК;

- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);

- ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	GIF 40,5	6
Трансформаторы тока	Т-0,66	24
Трансформаторы тока	ТЛК10	10
Трансформаторы тока	ТЛК10-5,6	6
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	12
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	24
Трансформаторы тока опорные	ТОП 0,66	3
Трансформаторы тока	ТФМ-110	6
Трансформаторы тока	ТШ-0,66	6
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ	3
Трансформаторы тока шинные	ТШП	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	25
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-06	14
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	5

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	11
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	34
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер БД	HP ProLiant DL360 Gen 9	1
ПО (комплект)	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Формуляр	СТПА.411711.СНГ01.ФО	1
Методика поверки	РТ-МП-5115-550-2018	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5115-550-2018 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Саратовнефтегаз» (1-я очередь). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 06.04.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39952-08;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22029-10;
- радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- термогигрометр ИВА-6, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46434-11.

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

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 2314/550-РА.RU.311703-2018 «Методика (методы) измерений количества электроэнергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Саратовнефтегаз» (1-я очередь)».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Общество с ограниченной ответственностью «СТАНДАРТ» (ООО «СТАНДАРТ»)
ИНН 5261063935
Адрес: 603009, г. Нижний Новгород, проспект Гагарина, д. 39, литер А2, офис 11
Телефон: +7 (831) 280-96-65
Web-сайт: <http://pro-standart.com>
E-mail: info@pro-standart.com

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Телефон (факс): +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: <http://www.rostest.ru>
E-mail: info@rostest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.