

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2022 г. № 1266

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правооб- ладатель	Отменяемая методика поверки	Действие мето- дик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключе- ние
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система автоматизи- рованная информа- ционно- измерительная ком- мерческого учета электрической энер- гии и мощности АИИС КУЭ Голов- ной ГЭС Ардонского каскада ОАО «Зарамагские ГЭС»	-	422200036	43858-10	-	МП 43858-10	-	МП 206.1-013- 2021	Филиал ПАО «РусГидро»- «Северо – Осетинский филиал», г. Владикавказ	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
2.	Система автоматизи- рованная информа- ционно- измерительная ком- мерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ)	-	002	63725-16	-	МП 63725 -16	-	МП 206.1-029- 2022	Акционерное общество «Юго-Западная ТЭЦ» (АО «Юго-Западная ТЭЦ»), г. Санкт-Петербург	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
3.	Система автоматизи- рованная информа-	-	004	70508-18	-	-	МП 206.1-373- 2017	-	Акционерное общество «Юго-Западная ТЭЦ»	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

	ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Юго-Западная ТЭЦ" потребление станции (ГРУ-10 кВ) II очередь								(АО «Юго-Западная ТЭЦ»), г. Санкт-Петербург	
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Юго-Западная ТЭЦ»	-	001	50048-12	-	МП-2203-0246-2012	-	МП 206.1-028-2022	Акционерное общество «Юго-Западная ТЭЦ» (АО «Юго-Западная ТЭЦ»), г. Санкт-Петербург	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
5.	Комплексы для измерения количества газа	СГ-ТК: модификаций СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д	-	55340-13	-	-	ЛГТИ.407321.020 МП (с изменением №2)	-	Общество с ограниченной ответственностью «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» (ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»), Нижегородская обл. г. Арзамас	ООО ЦМ «СТП», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2022 г. № 1266

Регистрационный № 43858-10

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ Головной ГЭС Ардонского каскада ОАО «Зарамагские ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ Головной ГЭС Ардонского каскада ОАО «Зарамагские ГЭС» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), а также аппаратуру для передачи/приема данных по линиям связи; источники бесперебойного питания для каналовобразующей аппаратуры.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), в который входит устройство сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-передачи данных (каналобразующей аппаратуры).

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора и передачи данных, программное обеспечение (ПО), каналобразующую аппаратуру, рабочие станции (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС».

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 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 по линиям связи поступает в промышленный контроллер. В контроллере происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на контроллере, далее информация поступает на сервер, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных при помощи АРМ.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Взаимодействие АИИС КУЭ Головной ГЭС Ардонского каскада ОАО «Зарамагские ГЭС» с ИАСУ КУ НП «АТС», филиалом ОАО «СОЦ- ДУ» ОДУ Юга «Северокавказское РДУ» организовано по инициативе АИИС в автоматическом режиме. Обмен данными осуществляется по трем логическим интерфейсам:

- интерфейс передачи коммерческой информации;
- интерфейс передачи технической информации;
- интерфейс технологического контроля на уровне базы данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени УСВ-1.

Сравнение шкалы времени сервера с УСВ-1 происходит не реже, чем 1 раз в сутки посредством встроенного ПО сервера ИВК. Коррекция шкалы времени сервера выполняется при расхождении шкал времени сервера ИВК и УСВ-1 более, чем на ± 1 с.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера не реже одного раза в сутки, коррекция времени УСПД проводится при расхождении времени УСПД и сервера более, чем на ± 1 с.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД не реже одного раза в сутки, коррекция времени счетчиков проводится при расхождении времени счетчика и УСПД более, чем на ± 1 с.

Нанесение заводского номера и знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0 в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. Защита измерительной информации в ПО «Пирамида 2000» обеспечивается паролями в соответствии с правами доступа, а также кодированием данных.

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

Таблица 1 – Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 3.0
Цифровые идентификаторы ПО для модулей:	
CalcClients.dll	e55712d0blb219065d6 3da949114dae4
CalcLeakage.dll	b1959ff70beleb17c83f7b0f6d4a132f
CalcLosses.dll	d79874dl0fc2bl56a0fdc27elca480ac
Metrology.dll	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
ParseBin.dll	6f557f885b737261328c d77805bd1ba7
ParseIEC.dll	48e73a9283dle66494521f63d00b0d9f
ParseModbus.dll	c391d64271acf4055bb2a4d3fel8f48
ParsePiramida.dll	ecf532935cala3fd3215049aflfd979f
SynchroNSI.dll	530d9b012 6f7cdc23ecd 814c4eb7ca09
VerifyTime.dll	1ea5429b261fb0e2884f 5b356aldle75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Канал измерений		Состав измерительного канала						
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		УСПД, УСВ		
1	2	3		4		6		
1G	Головная Зарамагская ГЭС, Г-1 10 кВ	ТТ	Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег № 37544-08	A	ТШЛ-СЭЦ-10	Сикон С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-1 Рег. № 28716-05		
				B	ТШЛ-СЭЦ-10			
				C	ТШЛ-СЭЦ-10			
		ТН	Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег № 3344-04	A	ЗНОЛ.06			
				B	ЗНОЛ.06			
				C	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				
		1.1	Головная Зарамагская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 1 СЩ, ввод 110 кВ	ТТ	Кл.т. 0,2S 300/1 Рег № 80976-21		A	ТВГ-110
							B	ТВГ-110
C	ТВГ-110							
ТН	Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег № 24218-03			A	НАМИ-110 УХЛ1			
				B	НАМИ-110 УХЛ1			
				C	НАМИ-110 УХЛ1			
Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег № 36697-08			СЭТ-4ТМ.03М.16				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		6
1.2	Головная Зарамагская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 2 СШ, ввод 110 кВ	ТТ	Кл.т. 0,2S 300/1 Пер № 80976-21	A	ТВГ-110	
				B	ТВГ-110	
				C	ТВГ-110	
		ТН	Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Пер № 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1	
				B	НАМИ-110 УХЛ1	
		Счетчик	Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Пер № 60353-15	C	НАМИ	
1.3	Головная Зарамагская ГЭС, РУСН-6 кВ, ВЛ-6 кВ Головная ГЭС-Зарамаг (ЛБ-Зарамаг)	ТТ	Кл.т. 0,2S 100/5 Пер № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	Сикон С70 Пер. № 28822-05/ УСВ-1 Пер. № 28716-05
				B	ТОЛ-10-I	
				C	ТОЛ-10-I	
		ТН	Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Пер № 3344-04	A	ЗНОЛ.06	
				B	ЗНОЛ.06	
				C	ЗНОЛ.06	
Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Пер № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				
1.5	Головная Зарамагская ГЭС, РУСН-6 кВ, ввод 6 кВ ТСН-2	ТТ	Кл.т. 0,5 100/5 Пер № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	
				B	ТОЛ-10-I	
				C	ТОЛ-10-I	
		ТН	Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Пер № 3344-04	A	ЗНОЛ.06	
				B	ЗНОЛ.06	
				C	ЗНОЛ.06	
Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Пер № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		6
1.7	Головная Зарамагская ГЭС, РУСН-6 кВ, Ф-1	ТТ	Кл.т. 0,5	A	ТОЛ-10-I	Сикон С70 Рег. № 28822-05
			100/5	B	ТОЛ-10-I	
			Рег № 15128-07	C	ТОЛ-10-I	
		ТН	Кл.т. 0,5	A	ЗНОЛ.06	
			6000/√3/100/√3	B	ЗНОЛ.06	
			Рег № 3344-04	C	ЗНОЛ.06	
		Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		
1.8	Головная Зарамагская ГЭС, ввод 110 кВ, Т-1	ТТ	Кл.т. 0,5S	A	ТВ	УСВ-1 Рег. № 28716-05
			300/1	B	ТВ	
			Рег № 32123-06	C	ТВ	
		ТН	Кл.т. 0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	
			110000/√3/100/√3	B	НАМИ-110 УХЛ1	
			Рег № 24218-03	C	НАМИ-110 УХЛ1	
		Счетчик	Кл.т 0,2S/0,5 Рег № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %

Номер ИК	Состав ИК	$\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	$\pm \delta_{I(2)\%}$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\pm \delta_{5\%}$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\pm \delta_{20\%}$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\pm \delta_{100\%}$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1G	ТТ класс точности 0,5S	1	1,9	1,2	1,0	1,0
	ТН класс точности 0,5	0,8	2,9	1,7	1,4	1,4
	Счетчик-класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5	5,5	3,0	2,3	2,3
	ТТ класс точности 0,5S	0,6	5,0	3,4	3,0	3,0
	ТН класс точности 0,5	0,87	3,4	2,6	2,5	2,5
1.1, 1.2	ТТ класс точности 0,2S	1	1,2	0,8	0,8	0,8
	ТН класс точности 0,2	0,8	1,4	1,0	0,9	0,9
	Счетчик-класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5	2,2	1,4	1,2	1,2
	ТТ класс точности 0,2S	0,6	3,1	2,6	2,5	2,5
	ТН класс точности 0,2	0,87	2,6	2,3	2,3	2,3
1.3	ТТ класс точности 0,2S	1	1,3	1,0	0,9	0,9
	ТН класс точности 0,5	0,8	1,6	1,2	1,1	1,1
	Счетчик-класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5	2,4	1,8	1,6	1,6
	ТТ класс точности 0,2S	0,6	3,2	2,7	2,7	2,7
	ТН класс точности 0,5	0,87	2,7	2,4	2,4	2,4
1.5, 1.7	ТТ класс точности 0,2S	1	Не нормируется	1,9	1,2	1,0
	ТН класс точности 0,5	0,8	Не нормируется	2,9	1,7	1,4
	Счетчик-класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5	Не нормируется	5,5	3,0	2,3
	ТТ класс точности 0,2S	0,6	Не нормируется	4,9	3,4	3,0
	ТН класс точности 0,5	0,87	Не нормируется	3,3	2,6	2,5
1.8	ТТ класс точности 0,5S	1	1,8	1,1	0,9	0,9
	ТН класс точности 0,2	0,8	2,9	1,6	1,2	1,2
	Счетчик-класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5	5,4	2,8	2,0	2,0
	ТТ класс точности 0,5S	0,6	4,9	3,2	2,8	2,8
	ТН класс точности 0,2	0,87	3,4	2,6	2,4	2,4

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), ± 5 с
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. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-1 магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд до 0,8 емк от -40 до +45 от -40 до +60 от -10 до +50 от -10 до +50 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки до отказа, ч, - среднее время восстановления работоспособности, ч, УСВ-1: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД Сикон С70: - средняя наработка на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140 000 2 35000 24 70000 24 0,99 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по двум каналам связи;

Журналы событий счетчиков электроэнергии фиксируют время и даты наступления событий:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

Журнал событий ИВК фиксирует:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величину синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных измерительных цепей;
 - испытательной коробки;
 - УСПД, УССВ;
 - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ-10	3
Трансформаторы тока	ТВГ-110	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	12
Трансформаторы тока	GDS 24	3
Трансформаторы тока	ТВ	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	18
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	5
Трансформатор напряжения	НАМИ	1
Счетчики электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03М	7
УСПД	Сикон С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1
Сервер	ИБК «ИКМ-Пирамида»	1
Формуляр	НВПЦ.422200.036.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ Головной ГЭС Ардонского каскада ОАО «Зарамагские ГЭС», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ Головной ГЭС Ардонского каскада ОАО «Зарамагские ГЭС»

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

Открытое Акционерное Общество «Электроцентраладка» (ОАО «ЭЦН»)

ИНН 7730035496

Адрес: 121059, г.Москва, Бережковская набережная, д. 16, корп. 2

Телефон/факс: +7 (495) 989-92-60

E-mail: ao@ecn.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2022 г. № 1266

Регистрационный № 63725-16

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, контроля ее передачи и потребления за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, а также сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) и 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени на базе устройства синхронизации времени типа УСВ-2 (далее - УСВ-2), сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 без учета коэффициента трансформации.

Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных 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, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер сбора данных обеспечивает сбор измерительной информации с УСПД. В системе предусмотрен доступ к базе данных сервера со стороны АРМ и информационное взаимодействие с организациями–участниками оптового рынка электроэнергии.

Система выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электрической энергии, измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального энергопотребления.

Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. Базовым устройством СОЕВ является устройство синхронизации типа УСВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTS (SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS. УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. В случае выхода из строя устройства УСВ-2 синхронизация времени осуществляется по резервному УСВ-2. Переключение на резервный канал синхронизации времени производится вручную. УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД.

Сервер БД уровня ИВК, периодически, но не реже чем один раз в час, сравнивает свое время со временем УСВ-2, в случае расхождения превышающего 1 с, производит коррекцию в соответствии со временем УСВ-2. Коррекция часов УСПД осуществляется со стороны сервера БД АИИС КУЭ и проводится при расхождении часов УСПД и сервера БД АИИС КУЭ более чем на $\pm 0,5$ с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью один раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0. Идентификационные данные программного обеспечения, установленного на сервере АИИС КУЭ АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ), приведены в таблице 1.

ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll; CalcLeakage.dll; CalcLosses.dll; Metrology.dll; ParseBin.dll; ParseIEC.dll; ParseModbus.dll; ParsePiramida.dll; SynchroNSI.dll; VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD 5

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 ИК АИИС КУЭ

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД, УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АО «Юго-Западная ТЭЦ»								
1	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 1 секция, яч. 6, ф. ЮЗТ-16/116 ИК № 2.5	ТОЛ-10 Ш Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2 10000:√3/100√3	Альфа А1802RALQ-Р4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
2	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 2 секция, яч. 2, ф. ЮЗТ-22/122 ИК № 2.6	ТОЛ-10 Ш Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2 10000:√3/100√3	Альфа А1802RALQ-Р4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 2 секция, яч. 6, ф. ЮЗТ-26/126 ИК № 2.10	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2 10000:√3/100√3	Альфа А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
4	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 3 секция, яч. 2, ф. ЮЗТ-32/132 ИК № 2.11	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2 10000:√3/100√3	Альфа А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
5	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 3 секция, яч. 6, ф. ЮЗТ-36/136 ИК № 2.15	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2, 10000:√3/100√3	Альфа А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5
6	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 4 секция, яч. 2, ф. ЮЗТ-42/142 ИК № 2.16	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2, 10000:√3/100√3	Альфа А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 4 секция, яч. 6, ф. ЮЗГ-46/146 ИК № 2.20	ТОЛ-10 Ш Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП-10-У2 Кл. т. 0,2, 10000:√3/100√3	Альфа А1802RALQ- Р4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

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 - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- $\cos\varphi = 0,9$ инд..

температура окружающей среды:

- ТТ и ТН - от 15 до 35 °С;
- счетчиков - от 21 до 25 °С;
- УСПД - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 30 °С.

относительная влажность воздуха $(70 \pm 5) \%$;

- 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 $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$);
частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц.

- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5) \%$;
- температура окружающего воздуха - от 5 до 35 °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 $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$);
- частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- относительная влажность воздуха $(40 - 60) \%$;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;
- температура окружающего воздуха - от 5 до 35 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 Тл.

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 $(70 \pm 5) \%$;
- 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 - 7 от 5 до 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2, УСПД, УСВ на одностипный утвержденного типа.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 12$ ч;
- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности, не более $t_v = 24$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью передачи электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не

менее 45 суток;
сохранение информации 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) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег.№	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10 III	36308-07	21
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10-У2	23544-07	11
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10-У2	46738-11	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	7
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	41681-10	2
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Формуляр	ПЭ-251-ZA-001	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ), аттестованной ФГБУ «ВНИИМС», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ)

- 1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общетехнические условия.
- 2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 3 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПетроЭнергоцентр»
(ООО «ПетроЭнергоцентр»)

ИНН 7842345538

Адрес: 191119, г. Санкт-Петербург, ул. Днепропетровская, д.33, лит.А, пом. 11-15(2Н)

Телефон: +7 (812) 764-99-00

Факс: +7 (812) 572-32-29

E-mail: petroenergocentr@mail.ru

Web-сайт: petroenergocenter.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2022 г. № 1266

Регистрационный № 70508-18

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) II очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) II очередь (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, контроля ее передачи и потребления за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, а также сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) II очередь включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ), трансформаторы напряжения (далее - ТН) и 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 - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее - УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени на базе устройства синхронизации времени типа УСВ-2 (далее - УСВ-2), сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех 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 без учета коэффициента трансформации. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных 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, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер сбора данных обеспечивает сбор измерительной информации с УСПД. В системе предусмотрен доступ к базе данных сервера со стороны АРМ и информационное взаимодействие с организациями-участниками оптового рынка электроэнергии.

Система выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электрической энергии, измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального энергопотребления.

Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. Базовым устройством СОЕВ является устройство синхронизации типа УСВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTS (SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS. УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. В случае выхода из строя устройства УСВ-2 синхронизация времени осуществляется по резервному УСВ-2. Переключение на резервный канал синхронизации времени производится вручную. УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД.

Сервер БД уровня ИВК периодически, но не реже 1 раз в час, сравнивает свое время со временем УСВ-2; в случае расхождения, превышающего ± 1 с, производит коррекцию в соответствии со временем УСВ-2. Коррекция часов УСПД осуществляется со стороны сервера АИИС КУЭ и проводится при расхождении часов УСПД и сервера АИИС КУЭ более, чем на ± 0.5 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более, чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0. Идентификационные данные программного обеспечения, установленного на сервере АИИС КУЭ, приведены в таблице 1.

ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD 5

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 ИК АИИС КУЭ

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД, УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 1 с, яч. 4, ф. ЮЗТ-14/114 ИК № 2.3	ТОЛ-10 III Кл. т. 0,2S 600/1	ЗНОЛП Кл. т. 0,2 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,5$ $\pm 2,5$
2	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 5 с, яч. 2, ф. ЮЗТ-52/152 ИК № 2.21	СТS Кл. т. 0,2S 1000/1	VTS Кл. т. 0,2 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,5$ $\pm 2,5$
3	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 5 с, яч. 4, ф. ЮЗТ-54/154 ИК № 2.23	СТS Кл. т. 0,2S 1000/1	VTS Кл. т. 0,2 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,5$ $\pm 2,5$
4	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 6 с, яч. 2, ф. ЮЗТ-62/162 ИК № 2.24	СТS Кл. т. 0,2S 1000/1	VTS Кл. т. 0,2 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,5$ $\pm 2,5$

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 6 с, яч. 6, ф. ЮЗТ-66/166 ИК № 2.27	CTS Кл. т. 0,2S 600/1	VTS Кл. т. 0,2 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,5$ $\pm 2,5$
6	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 7 с, яч. 2, ф. ЮЗТ-72/172 ИК № 2.28	CTS Кл. т. 0,2S 1000/1	VTS Кл. т. 0,2 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,5$ $\pm 2,5$
7	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 7 с, яч. 6, ф. ЮЗТ-76/176 ИК № 2.31	CTS Кл. т. 0,2S 600/1	VTS Кл. т. 0,2 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,5$ $\pm 2,5$
8	Юго-Западная ТЭЦ, ГРУ-10 кВ, 8 с, яч. 2, ф. ЮЗТ-82/182 ИК № 2.32	CTS Кл. т. 0,2S 1000/1	VTS Кл. т. 0,2 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70, УСВ-2	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,3$	$\pm 1,5$ $\pm 2,5$

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 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. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi=0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 ÷ 8 от 5 до плюс 35 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденногo типа. Допускается замена устройства синхронизации времени на однотипные утвержденногo типа. Замена оформляется в установленном на объекте порядке. Акт хранения совместнос настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера БД, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,5 до 50,5 от +5 до +35 от +5 до +35 от +10 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, не более, ч Сервер БД: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 24 70000 12 35000 24 0,99 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерении 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 УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго- Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) II очередь типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) II очередь представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт
Трансформатор тока	ТОЛ-10 III	36308-07	3
Трансформатор тока	CTS	38209-08	21
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	23544-07	3
Трансформатор напряжения	VTs	38210-08	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	7
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	1
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С 70	28822-05	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	41681-10	2
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Формуляр	ПЭ-290-ЗА-001	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) II очередь», 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) АО «Юго-Западная ТЭЦ» потребление станции (ГРУ-10 кВ) II очередь»

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 «ПетроЭнергоцентр»
(ООО «ПетроЭнергоцентр»)

ИНН 7842345538

Адрес: 191119, г. Санкт-Петербург, ул. Днепропетровская, д.33, лит.А, пом. 11-15(2Н)

Телефон: +7 (812) 764-99-00

Факс: +7 (812) 572-32-29

E-mail: petroenergocentr@mail.ru

Web-сайт: petroenergocenter.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Юго-Западная ТЭЦ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Юго-Западная ТЭЦ» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, контроля ее передачи и потребления за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, а также сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctional, многоуровневую 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), измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее - УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени на базе устройства синхронизации времени типа УСВ-2 (далее - УСВ-2), сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы 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 без учета коэффициента трансформации. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных 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, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер сбора данных обеспечивает сбор измерительной информации с УСПД. В системе предусмотрен доступ к базе данных сервера со стороны АРМ и информационное взаимодействие с организациями-участниками оптового рынка электроэнергии.

Система выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электрической энергии, измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального энергопотребления.

Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. Базовым устройством СОЕВ является устройство синхронизации типа УСВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTS (SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS. УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. В случае выхода из строя устройства УСВ-2 синхронизация времени осуществляется по резервному УСВ-2. Переключение на резервный канал синхронизации времени производится вручную.

Сервер БД уровня ИВК. периодически, но не реже 1 раз в час, сравнивает свое время со временем УСВ-2, в случае расхождения, превышающего ± 1 с, производит коррекцию в соответствии со временем УСВ-2. Коррекция часов УСПД осуществляется со стороны сервера АИИС КУЭ и проводится при расхождении часов УСПД и сервера АИИС КУЭ более чем на $\pm 0,5$ с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Для защиты информационных и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированных вмешательств предусмотрена механическая и программная защита, установка паролей на счетчики, УСПД и сервер.

Предусмотрено резервирование основного источника питания сервера, УСПД, счетчиков и каналов передачи цифровой информации.

Все кабели, проходящие на счетчик от измерительных трансформаторов, и информационные кабели, кроссируются в ИКК и в пломбируемом отсеке счетчика.

При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт после возобновления питания.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0. Идентификационные данные программного обеспечения, установленного на сервере АИИС КУЭ ОАО «Юго-Западная ТЭЦ», приведены в таблице 2.

ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики, указанные в таблицах 2-4.

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 соответствует уровню «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ п/п	Наименование объекта и № ИК	Вид СИ (наименование, тип, рег. номер)	Метрологические характеристики (МХ) СИ
1	2	3	4
1	КЛ 110 кВ Юго-Западная ТЭЦ – Западная №2 (К-192) ИК № 1.1	ТТ ELK-CT0 Рег. № 76919-19	Кл.точн. 0,2S Ктт= 500/1
		ТН STE 3/123 Рег. № 33110-06	Кл.точн. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А
2	КЛ 110 кВ Юго-Западная ТЭЦ - Западная №1 (К - 191) ИК №1.2	ТТ ELK-CT0 Рег. №76919-19	Кл.точн. 0,2S Ктт= 500/1
		ТН STE 3/123 Рег. № 33110-06	Кл.точн. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А
3	ТР – 1 ИК №4.1	ТТ ELK-CT0 Рег. № 76919-19	Кл.точн. 0,2S Ктт= 500/1
		ТН STE 3/123 Рег. № 33110-06	Кл.точн. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А
4	Т-11 ИК №4.2	ТТ ELK-CT0 Рег. № 76919-19	Кл.точн. 0,2S Ктт= 500/1
		ТН STE 3/123 Рег. № 33110-06	Кл.точн. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А
5	Т-12 ИК №4.3	ТТ ELK-CT0 Рег. № 76919-19	Кл.точн. 0,2S Ктт= 500/1
		ТН STE 3/123 Рег. № 33110-06	Кл.точн. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А
6	Т – 10 ИК №4.4	ТТ ELK-CT0 Рег. № 76919-19	Кл.точн. 0,2S Ктт= 500/1
		ТН STE 3/123 Рег. № 33110-06	Кл.точн. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
7	КЛ 110 кВ Юго-Западная ТЭЦ - Западная №4 (К - 194) ИК №1.5	ТТ ELK-CT0 Рег. № 76919-19	Кл.точн. 0,2S Ктт= 500/1
		ТН EGK 170-3/VT2 Рег. № 41073-09	Кл.точн. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-11	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А
8	КЛ 110 кВ Юго-Западная ТЭЦ - Западная №3 (К - 193) ИК №1.6	ТТ ELK-CT0 Рег. № 76919-19	Кл.точн. 0,2S Ктт= 500/1
		ТН EGK 170-3/VT2 Рег. № 41073-09	Кл.точн. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-11	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А
9	Генератор Г-10 ИК №1	ТТ JKQ-870C Рег. № 41964-09	Кл.точн. 0,2S Ктт= 5000/1
		ТН TJC 6-G Рег. № 69431-17	Кл.точн. 0,2 Ктн= 10500/√3/100/√3
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А
10	Генератор Г-11 ИК №2	ТТ JKQ-870C Рег. № 41964-09	Кл.точн. 0,2S Ктт= 5000/1
		ТН TJC 6-G Рег. № 69431-17	Кл.точн. 0,2 Ктн= 11000/√3/100/√3
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А
11	Генератор Г-12 ИК №3	ТТ JKQ-870C Рег. № 41964-09	Кл.точн. 0,2S Ктт= 5000/1
		ТН TJC 6-G Рег. № 69431-17	Кл.точн. 0,2 Ктн= 11000/√3/100/√3
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А
12	В - 11ВВА рабочий ввод ИК № 4.5	ТТ ТОЛ-10-I Рег. № 36307-07	Кл.точн. 0,2S Ктт= 1500/1
		ТН ЗНОЛП Рег. №23544-07	Кл.точн. 0,2 Ктн= 6300/√3/100/√3
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=1 А, Iмах=10 А
13	Возбуждение генератора Г-11 ИК № 4.6	ТТ ТОЛ-10-I Рег. №15128-07	Кл.точн. 0,2S Ктт= 150/5
		ТН ЗНОЛП Рег. №23544-07	Кл.точн. 0,2 Ктн= 6300/√3/100/√3
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=5 А, Iмах=10 А
14	Тиристорное пусковое устройство генератора Г – 11 ИК № 4.7	ТТ ТОЛ-10-I Рег. №15128-07	Кл.точн. 0,2S Ктт= 200/5
		ТН ЗНОЛП Рег. №23544-07	Кл.точн. 0,2 Ктн= 6300/√3/100/√3
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 Iном=5 А, Iмах=10 А

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
15	В - 12ВВА рабочий ввод ИК №4.8	ТТ ТОЛ-10-І Рег. № 36307-07	Кл.точн. 0,2S К _{тт} = 1500/1
		ТН ЗНОЛП Рег. №23544-07	Кл.точн. 0,2 К _{тн} = 6300/√3/100/√3
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 І _{ном} =1 А, І _{мах} =10 А
16	Возбуждение генератора Г-12 ИК №4.9	ТТ ТОЛ-10-І Рег. №15128-07	Кл.точн. 0,2S К _{тт} = 150/5
		ТН ЗНОЛП Рег. №23544-07	Кл.точн. 0,2 К _{тн} = 6300/√3/100/√3
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 І _{ном} =5 А, І _{мах} =10 А
17	Тиристорное пусковое устройство генератора Г-12 ИК №4.10	ТТ ТОЛ-10-І Рег. №15128-07	Кл.точн. 0,2S К _{тт} = 200/5
		ТН ЗНОЛП Рег. № 23544-07	Кл.точн. 0,2 К _{тн} = 6300/√3/100/√3
		Счетчик Альфа А1800 Рег. № 31857-06	Кл.точн. 0,2S/0,5 І _{ном} =5 А, І _{мах} =10 А
№№ 1-17	Система информационно-измерительная контроля и учета энергопотребления «Пирамида» Рег. № 21906-11		МХ приведены в разделе «Программное обеспечение»
	Устройства сбора и передачи данных СИКОН С70 Рег. № 28822-05, рег. 80607-20		-
	устройство синхронизации времени типа УСВ-2 Рег. № 41681-10		-

Таблица 3 - Пределы относительных погрешностей ИК (активная электрическая энергия и мощность) в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Значение cos φ	$\pm \delta_W P_{2\%}$ Для диапазона 2% <I/ І _{ном} <5%	$\pm \delta_W P_{5\%}$ Для диапазона 5% <I/ І _{ном} <20%	$\pm \delta_W P_{120\%}$ Для диапазона 20% <I/ І _{ном} <120%
1-17	1	±1,0	±0,5	±0,4
	0,9	±1,2	±0,8	±0,6
	0,8	±1,3	±0,9	±0,7
	0,5	±2,1	±1,3	±1,0

Таблица 4 - Пределы относительных погрешностей ИК (реактивная электрическая энергия и мощность) в рабочих условиях эксплуатации

№ ИК	Значение $\cos \varphi / \sin \varphi$	$\pm \delta_w Q_{2\%}$ Для диапазона $2\% < I / I_{ном} < 5\%$	$\pm \delta_w Q_{5\%}$ Для диапазона $5\% < I / I_{ном} < 20\%$	$\pm \delta_w Q_{120\%}$ Для диапазона $20\% < I / I_{ном} < 120\%$
1-8, 12-17	0,9/0,4	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$
	0,8/0,6	$\pm 2,7$	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$
	0,5/0,9	$\pm 2,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$
9-11	0,9/0,4	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,1$
	0,8/0,6	$\pm 2,7$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$
	0,5/0,9	$\pm 2,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$

Примечания:

$\pm \delta_w P_{2\%}$ ($\pm \delta_w Q_{2\%}$) - предел допускаемой относительной погрешности измерений активной (реактивной) электроэнергии для диапазона $2\% \leq I / I_{ном} < 5\%$

$\pm \delta_w P_{5\%}$ ($\pm \delta_w Q_{5\%}$) - предел допускаемой относительной погрешности измерений активной (реактивной) электроэнергии для диапазона $5\% \leq I / I_{ном} < 20\%$

$\pm \delta_w P_{20\%}$ ($\pm \delta_w Q_{20\%}$) - предел допускаемой относительной погрешности измерений активной (реактивной) электроэнергии для диапазона $20\% \leq I / I_{ном} \leq 120\%$

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ ± 5 с.

Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в порядке, установленном в АО «Юго-Западная ТЭЦ». Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические и метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение	Примечания
1	2	3
Количество измерительных каналов	17	
Номинальное напряжение на вводах и отходящих линиях системы, кВ	110 11 10,5 6,3	ИК 1-8 ИК 10-11 ИК 9 ИК 12-17
Отклонение напряжения от номинального, %	±3	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования объекта
Номинальный ток, А	5000 1500 500 200 150	ИК 9-11; ИК 12-15; ИК 1-8; ИК 14-17; ИК 13-16
Диапазон изменения тока, % от номинального, не более	от 2 до 120	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования объекта
Диапазон изменения коэффициента мощности	от 0,5 до 1,0	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования объекта
Фактический диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: трансформаторы напряжения и тока; электросчетчики, УСПД, УСВ сервер	от +5 до 35 от +5 до 35 от +10 до 35	ИК 1-17
Суточный ход системных часов, с/сутки	±5	С учетом коррекции по GPS/ГЛОНАСС
Предел допускаемого значения разности показаний часов всех компонентов системы, с	±5	С учетом внутренней коррекции времени в системе

Продолжение Таблицы 5

1	2	3
Срок службы, лет: трансформаторы напряжения и тока; электросчетчики УСПД	25 30 12	В соответствии с технической документацией завода - изготовителя
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, не более, ч Сервер БД: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 24 70000 12 35000 24 0,99 1	В соответствии с технической документацией завода - изготовителя
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний	45 10 45 10 3,5	

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 УСПД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Юго- Западная ТЭЦ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Рег.№	Количество, шт
Трансформаторы тока	ELK-СТО	76919-19	24
Трансформаторы тока	JKQ-870C	41964-09	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	36307-07	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	15128-07	12
Трансформатор напряжения	STE 3/123	33110-06	6
Трансформатор напряжения	EGK 170-3/VT2	41073-09	6
Трансформатор напряжения	TJC 6-G	69431-17	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	23544-07	3

Продолжение Таблицы 6

Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	31857-11	2
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	80607-20	1
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	2
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Паспорт-Формуляр	SWP.0-0-825-72-ZA-001	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Юго-Западная ТЭЦ», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Юго-Западная ТЭЦ»

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 «ЭНЕРГОИНЖИНИРИНГ»
(ООО «ЭНЕРГОИНЖИНИРИНГ»)

Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Возрождения, д.4, корпус 2, лит А, комната 203

Телефон: +7(812) 764-99-00

Факс: +7(812) 572-32-15

E-mail: ica-spbenergo@mail.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., д.19

Телефон: +7(812) 251-76-01

Факс: +7(812) 713-01-14

E-mail: info@vniim.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30001-10 от 20.12.2010 г.

В части вносимых изменений

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

Телефон: +7(495) 665-30-87

Факс: +7(495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц №30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» мая 2022 г. № 1266

Регистрационный № 55340-13

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы для измерения количества газа СГ-ТК: модификаций СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д

Назначение средства измерений

Комплексы для измерения количества газа СГ-ТК: модификаций СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р, СГ-ТК-Д (далее – комплекс) предназначены для измерения объема неагрессивного, сухого газа (далее – газ), приведенного к стандартным условиям, путем измерения объема при рабочих условиях и автоматической электронной коррекции по измеренной температуре и заданным значениям давления и коэффициента сжимаемости газа.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на измерении объема газа при рабочих условиях с помощью счетчика газа, температуры газа с помощью корректора и вычисления корректором объема газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939, на основе измеренных параметров и введенных значений коэффициента сжимаемости и давления, принятых за условно-постоянную величину.

Комплексы состоят из счетчика газа, корректора и коммутационных элементов.

В комплексе используется корректор объема газа ТС220 (регистрационный № 47922).

В зависимости от типа применяемого счетчика комплексы имеют три модификации:

– СГ-ТК-Т на базе счётчиков газа турбинных TRZ (регистрационный № 31141-13) (далее – TRZ), счётчиков газа турбинных СГ (регистрационный № 14124-14) (далее – СГ);

– СГ-ТК-Р на базе счётчиков газа ротационных RABO (регистрационный № 54267-13) (далее – RABO), счётчиков газа ротационных RVG (регистрационный № 16422-10) (далее – RVG);

– СГ-ТК-Д на базе счетчиков газа объемных диафрагменных ВК-Г (регистрационный № 60295-15), счетчиков газа объемных диафрагменных ВК-Г1,6; ВК-Г2,5; ВК-Г4 (регистрационный № 20272-00), счетчиков газа диафрагменных ВК-Г1,6; ВК-Г2,5; ВК-Г4; ВК-Г6; ВК-Г10; ВК-Г16; ВК-Г25 (регистрационный № 36707-08), счетчиков газа объемных диафрагменных ВК-Г (1,6; 2,5; 4; 6) (регистрационный № 30894-05), счетчиков газа диафрагменных ВК-Г40, ВК-Г65, ВК-Г100 (регистрационный № 36706-08), счетчиков газа объемных диафрагменных (регистрационный № 84689-22) (далее – ВК-Г).

Корректор объема газа ТС220 может быть смонтирован удаленно от счетчика.

В TRZ, СГ при воздействии потока газа на турбину последняя вращается со скоростью, пропорциональной скорости (объемному расходу) газа. Вращение турбины, с помощью механического редуктора, передается на счётное устройство, показывающее (по нарастающей) суммарный объем газа при рабочих условиях, прошедший через счётчик.

RABO, RVG работают по принципу вытеснения строго определённого объема газа вращающимися роторами. Вращательное движение роторов через редуктор и магнитную муфту передается на счётный механизм, показывающий суммарный объем газа при рабочих условиях, прошедший через счётчик.

Принцип работы ВК-Г основан на перемещении подвижных перегородок (диафрагм) камер при поступлении газа в счётчик. Впуск и выпуск газа, объем которого необходимо измерить, вызывает переменное перемещение диафрагм и через систему рычагов, и редуктор

приводит в действие счётный механизм, показывающий накопленный объем газа при рабочих условиях, прошедший через счётчик.

В TRZ, СГ, RABO, RVG, ВК-G с помощью магнита, установленного на счётном механизме, и датчика импульсов, формируется импульсный электрический сигнал для корректора объема газа.

Температура газа измеряется термопреобразователем сопротивления типа Pt500 (500П) по ГОСТ 6651–2009, входящим в состав корректора и установленным в потоке газа или на корпусе счетчика (для ВК-G).

Комплексы модификации СГ-ТК-Д на базе ВК-G типоразмером от ВК-G10 до ВК-G25 соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.995–2020 «ГСИ. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков» при установке термопреобразователя сопротивления типа Pt500 (500П) в потоке газа на прилегающем прямолинейном участке входного присоединительного штуцера. Комплексы модификации СГ-ТК-Д на базе ВК-G типоразмером от ВК-G40 до ВК-G100 соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.995–2020 «ГСИ. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков» при установке термопреобразователя сопротивления во внутренней полости счетчика (в корпусе счетчика)

Комплексы обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение объема при рабочих условиях и температуры газа;
- расчет объема газа, приведенного к стандартным условиям;
- обработку, отображение и хранение измеренной информации и настроечных параметров комплекса;
- ведение архива потребления газа, нештатных ситуаций и изменения условно-постоянных величин;
- передачу измеренной и рассчитанной информации по цифровым интерфейсам.

Общий вид основных модификаций комплексов представлен на рисунке 1.



Комплекс СГ-ТК-Р
на базе RABO



Комплекс СГ-ТК-Р
на базе RVG



Комплекс СГ-ТК-Т
на базе TRZ



Комплекс СГ-ТК-Д на базе ВК-G

Рисунок 1 – Общий вид основных исполнений комплексов

Условное обозначение комплекса состоит из наименования комплекса (СГ-ТК), обозначения применяемого счетчика (Д, Т, Р), максимального измеряемого расхода при рабочих условиях:

СГ-ТК-Х-XXX

Максимальный измеряемый объемный расход газа при рабочих условиях, определяемый установленным в состав комплекса счетчиком газа согласно его описанию типа ($\text{м}^3/\text{ч}$)
Обозначение применяемого счетчика: счетчик газа турбинный (Т) : – счетчики типа СГ – счетчики типа TRZ счетчик газа ротационный (Р) : – счетчики типа RVG – счетчики типа RABO счетчик газа диафрагменный (Д)
Наименование комплекса

В комплексах в различных исполнениях пломбируются место присоединения преобразователя температуры и место присоединения датчика импульсов с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы, а также с помощью специальной мастики (термопластичной массы) с нанесением знака поверки давлением на пломбы. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

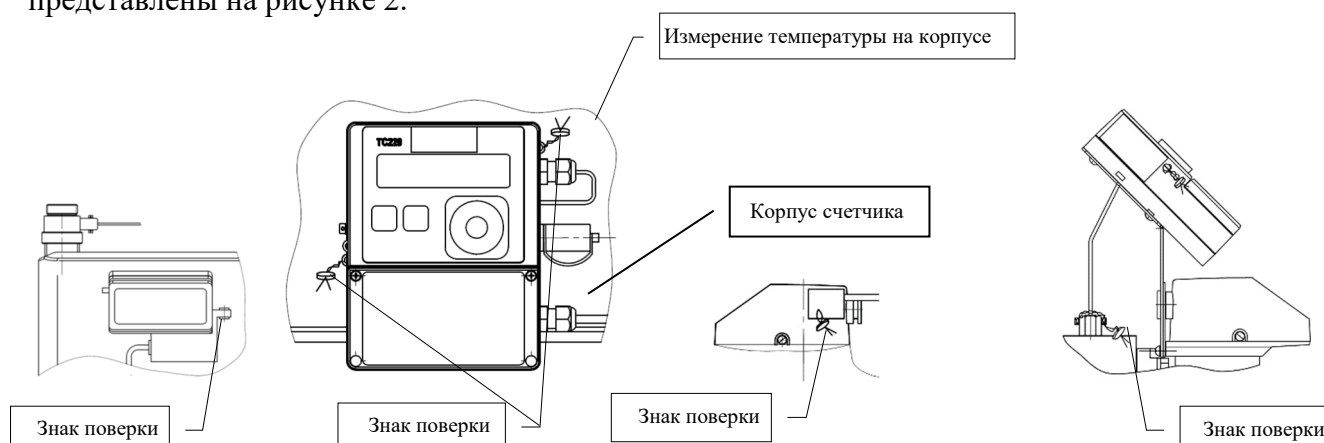


Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится методом металлографии и/или гравировки на шильдик, расположенный на корпусе корректора объема газа ТС220, входящего в состав комплекса. Место нанесения заводского номера представлено на рисунке 3.

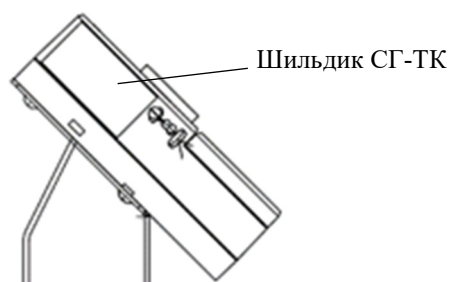


Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) комплексов представляет собой встроенное ПО корректора объема газа ТС220.

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

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТС220 V1.XX*
Номер версии	1.XX*
Цифровой идентификатор ПО	35163**
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16
* Идентификационное наименование состоит из 2 частей: старшая часть (до точки) номер версии метрологически значимой части ПО, младшая часть – номер версии метрологически незначимой части.	
** Контрольная сумма для метрологически значимой части ПО.	

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение
Диапазон объемного расхода при рабочих условиях ¹⁾ , м ³ /ч: – модификация СГ-ТК-Д – модификация СГ-ТК-Т (счетчик газа турбинный СГ) – модификация СГ-ТК-Т (счетчик газа турбинный TRZ) – модификация СГ-ТК-Р (счетчик газа ротационный RVG) – модификация СГ-ТК-Р (счетчик газа ротационный RABO)	от 0,016 до 160 от 8 до 4000 от 5 до 6500 от 0,6 до 650 от 0,4 до 650
Диапазон измерения температуры газа, °С:	от – 30 до + 60
Избыточное давление газа, кПа, не более: – модификация СГ-ТК-Д – модификация СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р	50 100
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема газа, приведенного к стандартным условиям, с учетом погрешности измерения температуры, без учета погрешности от принятия давления и коэффициента сжимаемости за условно-постоянные величины ²⁾ , %:	
– модификация СГ-ТК-Д: - в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от 0,1 Q _{ном} ³⁾ включ. до Q _{макс} ⁴⁾ включ. - в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q _{мин} ⁵⁾ включ. до 0,1 Q _{ном} ²⁾	±1,6 ±2,2
– модификации СГ-ТК-Т на базе счетчиков TRZ исполнения «2У», СГ-ТК-Р на базе RABO исполнения «2У»: - в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q _{мин} ⁵⁾ включ. до Q _{макс} ⁴⁾ включ. – модификации СГ-ТК-Т, СГ-ТК-Р на базе счетчиков RVG, СГ и счетчиков TRZ, RABO остальных исполнений: - в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q _{мин} ⁵⁾ включ. до Q _t ⁶⁾ - в диапазоне объемных расходов при рабочих условиях от Q _t ⁶⁾ включ. до Q _{макс} ⁴⁾ включ.	±1,0 ± 2,1 ± 1,1

Наименование параметра	Значение
¹⁾ Диапазон измерения объемного расхода комплекса при рабочих условиях определяется типоразмером применяемого счетчика; ²⁾ Во всем диапазоне рабочих условий эксплуатации, с учетом относительной погрешности, обусловленной алгоритмом вычисления объема газа и его программной реализацией (не более $\pm 0,05\%$); ³⁾ $Q_{\text{ном}}$ – номинальный объемный расход при рабочих условиях; ⁴⁾ $Q_{\text{макс}}$ – максимальный объемный расход при рабочих условиях; ⁵⁾ $Q_{\text{мин}}$ – минимальный объемный расход при рабочих условиях; ⁶⁾ Q_t – значение переходного объемного расхода при рабочих условиях. В зависимости от типа счетчика Q_t принимается равным: – 0,1 $Q_{\text{макс}}$ для TRZ G100-G4000 (Ду80, 100, 150, 200, 250, 300) исп. «1» и «2», СГ16МТ-160...4000-Р-2 с диапазоном измерения 1:20, СГ16МТ-100-Р-1 с диапазонами измерения 1:12,5, СГ16МТ-250...650-Р-4 с диапазоном измерения 1:25, СГ16МТ-800...4000-Р-4 с диапазоном измерения 1:30, RVG (основное исполнение), RABO (основное исполнение); – 0,2 $Q_{\text{макс}}$ для TRZ G65; СГ16М(МТ) с диапазонами измерения 1:10 и 1:20, СГ16МТ-100-Р с диапазонами измерения 1:10; – 0,05 $Q_{\text{макс}}$ для СГ16МТ-250...650-Р-3 с диапазоном измерения 1:25, СГ16МТ-800...4000-Р-3 с диапазоном измерения 1:30.	

Т а б л и ц а 3 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Измеряемая среда	Природный газ по ГОСТ 5542–2014, пропан, аргон, азот, воздух и другие неагрессивные сухие газы
Температура окружающей среды, °С	Определяется температурой окружающей среды, входящих в состав комплекса средств измерений, согласно их описанию типа
Температура рабочей среды, °С	Определяется температурой рабочей среды, входящих в состав комплекса средств измерений, согласно их описанию типа
Напряжение питания постоянного тока, В	от 6 до 9
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,45
Габаритные размеры комплексов, мм – ширина – высота – длина	от 194 до 900 от 295 до 800 от 190 до 1000
Масса, кг	от 2,6 до 470
Средний срок службы, лет	12*
Средняя наработка на отказ, ч	100000
Маркировка взрывозащиты	1 Ex ib IIB T4 Gb
* Срок службы определяется изготовителем по остаточному сроку службы входящих в состав комплекса средств измерений	

Знак утверждения типа

наносится на шильдик методом металлографии и/или гравировки и на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс для измерения количества газа СГ-ТК	—	1
Руководство по эксплуатации	ЛГТИ.407321.020 РЭ	1
Паспорт	ЛГТИ.407321.020 ПС	1
Комплект монтажных частей	—	1*
Методика поверки	—	1
* Поставляется по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерения

ГОСТ Р 8.740–2011 ГСИ. Расход и количества газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков»

ГОСТ Р 8.995–2020 ГСИ. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков

Инструкция. ГСИ. Объем газа. Методика измерений комплексами для измерения количества газа СГ-ТК модификации СГ-ТК-Д, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2017.27668

Инструкция. ГСИ. Количество газа. Методика измерений комплексами для измерения количества газа СГ-ТК модификации СГ-ТК-Д, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2013.15864

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 52931–2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические требования

ГОСТ Р 8.618–2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расхода газа

ТУ 4213–031–48318941–2006 (ЛГТИ.407321.020 ТУ) Комплексы для измерения количества газа СГ-ТК. Технические условия

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»

(ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»)

ИНН 5243013811

Адрес: Россия, 607220, г. Арзамас Нижегородской обл., ул.50 лет ВЛКСМ, дом 8а

Телефон (факс): (83147) 7-98-00; 7-98-01, 7-22-41

E-mail: Info.EGE@elster.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический центр СТП»

Адрес: Республика Татарстан, 420107, г. Казань, ул. Петербургская 50, корп. 5

Телефон (факс): (843)214-20-98, 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Аттестат аккредитации ООО «Метрологический центр СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30151-11 от 10.01.2011 г.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
ООО ЦМ «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа
№ RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.