

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС-9 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС-9 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3<sup>х</sup>-уровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 и 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа А1800 класса точности 0,2S и 0,5S (в части активной электроэнергии), и класса точности 0,5 и 1,0 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU325L-E2-512-M2-B2 (Госреестр № 37288-08, зав. № 004536), и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

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

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.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача

накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер базы данных (далее – сервер БД), установленный в ЦСОИ АИИС КУЭ ОАО «ТГК-1», с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). Синхронизация времени в АИИС КУЭ осуществляется следующим образом: сервер БД АИИС КУЭ, установленный в ОАО «ТГК-1», подключен к серверу единого времени ОАО «ТГК-1» LAN TIME SERVER. Опрос УСПД АИИС КУЭ сервером ОАО «ТГК-1» производится 1 раз в 30 мин. Часы УСПД синхронизируются от часов сервера единого времени, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающие  $\pm 2$  с (программируемый параметр). В целях резервирования к УСПД подключено также устройство синхронизации времени УССВ со встроенным GPS-приемником.

Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  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.

## Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» (далее – ПО), в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	Не ниже 4.4.1.0	e4277881784c048bd0c146fc70182070	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	Не ниже 4.4.3.0	cfce4bb88434c8ea1d7a4fca0e088dd1	
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	Не ниже 4.2.1.0	9cf3f689c94a65daad982ea4622a3b96	
Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	Не ниже 4.4.0.0	74a1b7d02b751d46ba9edd9fca529dcd	
Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	Не ниже 2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

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

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Средний» по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2  
Таблица 2 – Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК

Канал измерений		Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ				К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики ИК			
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер			Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК ( $\pm \delta$ ), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm \delta$ ), %	
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	
ИИК-09.01	Генератор 1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S	A	IGDW	08-016209	40 000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 0,6	± 2,1
			К <sub>ТТ</sub> = 2000/5	B	IGDW	08-016210					
			№ 38611-08	C	IGDW	08-016214					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2	A	UGE	08-014791					
			К <sub>ТН</sub> =10000/√3/100/√3	B	UGE	08-014805					
			№ 25475-06	C	UGE	08-014814					
	Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01165730	Реактивная					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
ИИК-09.02	Генератор 2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 2000/5 № 38611-08	A	IGDW	08-016215	40 000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,1 ± 2,3
				B	IGDW	08-016216					
				C	IGDW	08-016217					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> =10000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-014779					
				B	UGE	08-014758					
				C	UGE	08-014804					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01165740							
ИИК-09.03	Генератор 3	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 2000/5 № 38611-08	A	IGDW	08-016218	40 000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,1 ± 2,3
				B	IGDW	08-016219					
				C	IGDW	08-016220					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> =10000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-014759					
				B	UGE	08-014788					
				C	UGE	08-014813					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01165711							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
ИИК-09.04	Генератор 4	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 2000/5 № 38611-08	A	IGDW	08-016211	40 000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 0,6	± 2,1
				B	IGDW	08-016212					
				C	IGDW	08-016213					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> =10000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-014766					
				B	UGE	08-014767					
				C	UGE	08-014768					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01165742		Реактивная	± 1,1	± 2,3			
ИИК-09.05	ГТ-1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 400/1 № 25477-08	A	GSR 1080D 840	12-019768	880 000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 0,6	± 2,1
				B	GSR 1080D 840	12-019769					
				C	GSR 1080D 840	12-019765					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> =220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	2062					
				B	НАМИ-220 УХЛ1	2065					
				C	НАМИ-220 УХЛ1	2066					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> =220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	2068					
				B	НАМИ-220 УХЛ1	2074					
				C	НАМИ-220 УХЛ1	2078					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01229196					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
ИИК-09.06	ГТ-2	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 400/1 № 25477-08	A	GSR 1080D 840	12-019766	880 000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 0,6	± 2,1
				B	GSR 1080D 840	12-019767					
				C	GSR 1080D 840	12-019770					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> =220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	2062					
				B	НАМИ-220 УХЛ1	2065					
				C	НАМИ-220 УХЛ1	2066					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> =220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	2068					
				B	НАМИ-220 УХЛ1	2074					
				C	НАМИ-220 УХЛ1	2078					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01229663				Реактивная	± 1,1
ИИК-09.07	Фид. «Правый берег» яч. 19	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 100/5 № 30709-08	A	ТЛП-10-2	4898	600	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,2	± 5,7
				B	ТЛП-10-2	4901					
				C	ТЛП-10-2	4893					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =3000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015280					
				B	UGE	08-015283					
				C	UGE	08-015284					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =3000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015282					
				B	UGE	08-015289					
				C	UGE	08-015292					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =3000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015278					
				B	UGE	08-015285					
				C	UGE	08-015291					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =3000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015277					
				B	UGE	08-015279					
				C	UGE	08-015281					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01163496		Реактивная	± 2,5	± 4,7			

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10				
ИИК-09.08	Фид. Шлюз в/г яч. 21	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 100/5 № 30709-08	A	ТЛП-10-2	4889	600	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,2	± 5,7				
				B	ТЛП-10-2	4902									
				C	ТЛП-10-2	4900									
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =3000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015280									
				B	UGE	08-015283									
				C	UGE	08-015284									
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =3000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015282									
				B	UGE	08-015289									
				C	UGE	08-015292									
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =3000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015278									
				B	UGE	08-015285									
				C	UGE	08-015291									
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =3000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015277									
				B	UGE	08-015279									
				C	UGE	08-015281									
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01168751							Реактивная	± 2,5	± 4,7





Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
ИИК-09.17	РТ-1	ТТ	К <sub>T</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 № 30709-11	A	ТЛП-10-3	14-8083	20 000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,7
				B	ТЛП-10-3	14-8084					
				C	ТЛП-10-3	14-8085					
		ТН	К <sub>T</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/√3/100/√3 № 25475-11	A	UGE	12-019757					
				B	UGE	12-019759					
				C	UGE	12-019761					
		ТН	К <sub>T</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/√3/100/√3 № 25475-11	A	UGE	12-019762					
				B	UGE	12-019763					
				C	UGE	12-019764					
		Счетчик	К <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01165673					
ИИК-09.18	РТ-2	ТТ	К <sub>T</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 № 30709-11	A	ТЛП-10-3	14-8080	20 000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,7
				B	ТЛП-10-3	14-8081					
				C	ТЛП-10-3	14-8082					
		ТН	К <sub>T</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/√3/100/√3 № 25475-11	A	UGE	12-019757					
				B	UGE	12-019759					
				C	UGE	12-019761					
		ТН	К <sub>T</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/√3/100/√3 № 25475-11	A	UGE	12-019762					
				B	UGE	12-019763					
				C	UGE	12-019764					
		Счетчик	К <sub>T</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01165560					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
ИИК-09.19	Фид. «Эл. бойлерная» яч. 6	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 150/5 № 30709-11	A	ТЛП-10-5	14-8074	1 800	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,2	± 5,7
				B	ТЛП-10-5	14-8075					
				C	ТЛП-10-5	14-8076					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015015					
				B	UGE	08-015016					
				C	UGE	08-015028					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01165551		Реактивная	± 2,5	± 4,7			
ИИК-09.20	Фид. «Эл. бойлерная» яч. 13	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 400/5 № 30709-11	A	ТЛП-10-5	14-8077	4 800	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,2	± 5,7
				B	ТЛП-10-5	14-8078					
				C	ТЛП-10-5	14-8079					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015014					
				B	UGE	08-015018					
				C	UGE	08-015029					
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01165564		Реактивная	± 2,5	± 4,7			



Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10				
ИИК-09.23	Фид. 4 яч. 10 «Посе лок»	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 № 30709-08	A	ТЛП-10-5	4201	2 400	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная	± 1,1	± 5,5				
				B	ТЛП-10-5	4203									
				C	ТЛП-10-5	4202									
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-015014									
				B	UGE	08-015018									
				C	UGE	08-015029									
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01168589							Реактивная	± 2,3	± 3,2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:  
параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02)  $U_{ном}$ ; сила ток (1 - 1,2)  $I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,87$  инд.;
- температура окружающей среды (18 – 25) °С.
4. Рабочие условия:  
параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1)  $U_{ном}$ ; ток (0,02 - 1,2)  $I_{ном}$ ; 0,5 инд.  $\leq \cos\varphi \leq 0,8$  емк.  
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60°С до 40°С, для счетчиков от минус 40 °С до 65 °С; для УСПД от минус 10 °С до 55 °С.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока  $0,02 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10°С до 35°С
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «ТГК-1» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 120000$  ч., время восстановления работоспособности  $T_b = 24$  ч.;
- устройство сбора и передачи данных типа RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 100\ 000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $T_b = 24$  ч.;

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г\_АИИС} = 0,98$  – коэффициент готовности;

$T_{O\_ИК (АИИС)} = 5868$  ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;
  - программные и аппаратные перезапуски;
  - установка и корректировка времени;
  - переход на летнее/зимнее время;
  - нарушение защиты ИВК;
  - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательных коробок;
  - УСПД;
  - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
  - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

**Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС-9 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

## Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ Нижне-Свирской ГЭС-9 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформаторы тока IGDW	12 шт.
Трансформаторы тока GSR 1080D 840	6 шт.
Трансформаторы тока ТЛП-10-2	9 шт.
Трансформаторы тока GSR 630D 470	3 шт.
Трансформаторы тока ТЛП-10-3	6 шт.
Трансформаторы тока ТЛП-10-5	15 шт.
Трансформаторы напряжения UGE	36шт.
Трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.4-35 III	3шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	17 шт.
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	1 шт.
Сервер базы данных	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

## Поверка

Осуществляется по документу МП 58251-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС-9 филиала «Невский»ОАО «ТГК-1». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения  $6\sqrt{3}...35$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения  $35...330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- счетчиков типа Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 19 мая 2006 г. – для счетчиков по Госреестр № 31857-06; в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные



многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. – для счетчиков по Госреестр № 31857-11;

- устройства сбора и передачи данных типа RTU-325L – в соответствии с документом «Устройство сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2008 году;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ.Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ.Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в Проектной документации, шифр 012012/001.02-ПД, 012012/001.02-Д1.ПД на Автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии Нижне-Свирской ГЭС-9 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС-9 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
6. ТУ 4228-011-29056091-11 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Технические условия».
7. Проектная документация, шифр 012012/001.02-ПД, 012012/001.02-Д1.ПД на Автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии Нижне-Свирской ГЭС-9 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель:**

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

Адрес: 127083, г. Москва, ул. 8 Марта, д. 1, стр. 12, Бизнес Центр «Трио», левая башня,  
1 подъезд, 9 этаж

тел.: 8 (495) 933-39-39, факс: 8 (495) 933-39-31

**Заявитель:**

Общество с ограниченной ответственностью «М-ПРО»  
(ООО «М-ПРО»)

Адрес: 199155, Санкт-Петербург, ул. Уральская, д.1, корп.2, Лит. А

тел./факс: 8 (812) 318-11-95

**Испытательный центр:**

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

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

тел./факс: 8 (495) 437-55-77

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

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.