

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Светогорской ГЭС (ГЭС-11) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Светогорской ГЭС (ГЭС-11) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее по тексту— АИИС КУЭ) предназначена для автоматического измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);

автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

хранение результатов измерений;

передача результатов измерений в организации-участники оптового (розничного) рынка электроэнергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);

диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительный комплекс (далее — ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее — ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее — ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень — информационно-вычислительный комплекс (далее — ИВК) — технические средства для организации локальной вычислительной сети и программно-технический комплекс (далее — ПТК) АИИС КУЭ, включающий аппаратные средства и программное обеспечение (далее – ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее – сервер БД) и программное обеспечение для сбора и доступа к данным, их конфигурации и формирования автоматизированных рабочих мест (далее – АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развёрнут в центре обработки данных (далее – ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развёрнуты в ЦОД и на рабочих местах специалистов.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии (измерительный канал). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счетчика.

На втором уровне происходит:

настройка параметров ИВК;

сбор данных из памяти счетчиков в БД;

хранение данных в БД;

формирование справочных и отчетных документов;

передача информации смежным субъектам электроэнергетики — участникам оптового рынка электрической энергии и мощности и в программно-аппаратный комплекс коммерческого оператора (ПАК КО);

настройка, диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

поддержание точного времени в системе.

ПТК АИИС КУЭ производит сбор данных из памяти счетчиков электроэнергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчетных документов, а также формирование и передачу информации в виде утвержденных макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двунаправленного обмена данными с другими ПТК как макетами утвержденных форм, так и данными в собственном формате. Отправка данных по электронной почте в XML-формате возможна с ЭЦП и без неё.

Для поддержания единого времени в АИИС КУЭ используется шкала времени сервера синхронизации времени Метроном-1000 (регистрационный № 56465-14). ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует часы с сервером времени при расхождении более чем на  $\pm 2$  с (настраиваемый параметр). ПТК АИИС КУЭ синхронизирует часы счётчиков при сеансах связи при расхождении времени более чем на  $\pm 2$  с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера БД.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ может применяться программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» или (ПО) «Энергосфера».

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

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО «АльфаЦЕНТР»	amrserver.exe amrc.exe cdbora2.dll encryptdll.dll ac_metrology.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Номер версии (идентификационный номер) ПО «АльфаЦЕНТР»	4.20.0.0 и выше 4.20.8.1 и выше 4.16.0.0 и выше 2.0.0.0 и выше 12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Идентификационное наименование ПО «Энергосфера»	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО «Энергосфера»	1.1.1.1
Цифровой идентификатор pso_metr.dll	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик
1		2	3	4
11.1	Г-1 вывода генератора	ТЛШ-10, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 11077-07	ЗНОЛП-10, 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 23544-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06
11.2	Г-2 вывода генератора	ТЛШ-10, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 47957-11	ЗНОЛП-10, 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 46738-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06
11.3	Г-3 вывода генератора	ТШЛ-10, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 3972-03	ЗНОЛП-10, 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 23544-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4
11.4	Г-4 вывода генератора	ТЛШ-10, 2000/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 47957-11	ЗНОЛП-10, 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ ; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 46738-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> ) = 5 (10) А; U <sub>ном</sub> = 3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06
11.5	ГЭС-11, КРУЭ-110 кВ, яч. 8 ВЛ-110 кВ ЛВБ-1	ELK-CT0, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2015; Пер. № 49474-12	STE 3/123, 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/Ö; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. №33110-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> ) = 5 (10) А; U <sub>ном</sub> = 3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06
11.6	ГЭС-11, КРУЭ-110 кВ, яч. 6 ВЛ-110 кВ ЛВк-3	EXK-CT0, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 33112-06	STE 3/123, 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/Ö; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. №33110-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> ) = 5 (10) А; U <sub>ном</sub> = 3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06
11.7	ГЭС-11, КРУЭ-110 кВ, яч. 7 ВЛ-110 кВ ЛС-10	EXK-CT0, 600/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 33112-06	STE 3/123, 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/Ö; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. №33110-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> ) = 5 (10) А; U <sub>ном</sub> = 3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4
11.8	ГЭС-11, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ЛС-13	VAU-123, 750/1; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 40088-08	VAU-123, 110000/√3 / 100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. №40088-08	A1802RAL-P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> ) = 1 (10) А; U <sub>ном</sub> = 3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,2S; по реактивной – 0,5; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06
11.10	ГЭС-11, ЗРУ-10 кВ, яч. 12, КЛ-10 кВ ФБК-1	ТЛП-10-3, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 30709-08	UGE 3-35, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> ) = 5 (10) А; U <sub>ном</sub> = 3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06
11.11	ГЭС-11, ЗРУ-10 кВ, яч. 13, КЛ-10 кВ ФБК-2	ТЛП-10-3, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 30709-08	UGE 3-35, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> ) = 5 (10) А; U <sub>ном</sub> = 3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06
11.12	ГЭС-11, ЗРУ-10 кВ, яч. 14, КЛ-10 кВ ФБК-3	ТЛП-10-3, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 30709-08	UGE 3-35, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4; I <sub>ном</sub> (I <sub>макс</sub> ) = 5 (10) А; U <sub>ном</sub> = 3х57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4
11.13	ГЭС-11, ЗРУ-10 кВ, яч. 15, КЛ-10 кВ ФБК-4	ТЛП-10-3, 600/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 30709-08	UGE 3-35, 10000/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 5 (10) А; Uном = 3x57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06
11.14	ГЭС-11, ЗРУ-10 кВ, яч. 3, КЛ-10 кВ ТМН-1	ТОЛ-10-ИМ, 300/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 36307-07	UGE 3-35, 10000/√3/100/√3; 0,2; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 5 (10) А; Uном = 3x57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06
11.15	ГЭС-11, РУ-0,5 кВ, яч. 14, КЛ-0,5 кВ Ф-2	Т-0,66, 200/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 26198-03	UGE 1.2, 660/√3/100/√3; 0,5; ГОСТ 1983-2001; Пер. № 62367-15	A1805RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 5 (10) А; Uном = 3x57/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06
11.22	ГЭС-11, РУ-380 В, сб. 41С, ф. «Магазин»	Т-0,66, 200/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Пер. № 52667-13	-	A1805RALQ-P4GB-DW-4; Iном (Iмакс) = 5 (10) А; Uном = 3x220/380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005; Пер. № 31857-06

Примечание: - допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа и эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
11.1-11.4,11.8	Активная	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
	Реактивная	$\pm 1,4$	$\pm 2,0$
11.5-11.7	Активная	$\pm 1,3$	$\pm 1,8$
	Реактивная	$\pm 1,9$	$\pm 3,6$
11.10-11.13, 11.15	Активная	$\pm 1,9$	$\pm 2,3$
	Реактивная	$\pm 2,9$	$\pm 4,2$
11.14	Активная	$\pm 1,8$	$\pm 2,2$
	Реактивная	$\pm 2,7$	$\pm 4,1$
11.22	Активная	$\pm 1,7$	$\pm 2,1$
	Реактивная	$\pm 2,7$	$\pm 4,1$

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИИК даны для измерений электроэнергии за период 0,5 ч.
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от  $I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,8$  инд.

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 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, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 95 до 105 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -30 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 80000 24

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, су- тки, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5
Пределы допускаемой погрешности системы обеспечения единого времени, с	±5

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;

ИВК – коэффициент готовности не менее  $K_r = 0,99$ , среднее время восстановления работоспособности  $t_b = 1$  ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г\text{ АИИС}} = 0,99$  – коэффициент готовности;

$T_{0\text{ ИК(АИИС)}} = 1141$  ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;

стойкость к электромагнитным воздействиям;

ремонтпригодность;

программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;

функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;

резервирование электропитания оборудования системы;

резервирование каналов связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;

факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

журнал событий ИВК:

изменение значений результатов измерений;

изменение коэффициентов ТТ и ТН;

факт и величина синхронизации (коррекции) времени;

пропадание питания;

замена счетчика;

полученные с уровня ИИК «Журналы событий» ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

электросчётчиков;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательных коробок.



Защита информации на программном уровне:  
 результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);  
 пароля на доступ к счетчику;  
 ролей пользователей в ИВК.  
 Возможность коррекции времени в:  
 электросчетчиках (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 АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66	6 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10-3	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛШ-10	9 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-IM	3 шт.
Трансформатор тока	ELK-CT0	3 шт.
Трансформатор тока	EXK-CT0	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10	12 шт.
Трансформатор напряжения	STE 3/123	3 шт.
Трансформатор напряжения	UGE 1.2	3 шт.
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	15 шт.
Трансформатор комбинированный	VAU-123	3 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	4 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4GB-DW-4	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	10 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО «Энергосфера»	1 шт.
Инструкция по формированию и ведению базы данных	ЭС-52-08/2017-Г11.И4	1 экз.
Инструкция по эксплуатации	ЭС-52-08/2017-Г11.ИЭ	1 экз.
Руководство пользователя	ЭС-52-08/2017-Г11.ИЗ	1 экз.
Технологическая инструкция	ЭС-52-08/2017-Г11.И2	1 экз.
Паспорт	ЭС-52-08/2017-Г11.ПС	1 экз.
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

## **Поверка**

осуществляется по документу МИ 3000-2018 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки».

Основные средства поверки:

– трансформаторов тока (ТТ) в соответствии с ГОСТ 8.217-2003. Трансформаторы тока. Методика поверки;

– трансформаторов напряжения (ТН) в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;

– по МИ 3196-2018 «Методика измерений нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;

– по МИ 3195-2018 «Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;

– по МИ 3598-2018 «Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;

– 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.;

– модуль коррекции времени МКВ-02Ц (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44097-10);

– прибор комбинированный ТКА-ПКМ (мод.20) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 24248-09);

– барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);

– миллитесламетр универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-12);

– прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ-А» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13);

– прибор для измерения действующих значений силы тока и напряжения вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ-А» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-05).

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

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

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

приведены в документе ЭС-62-06/2019-10.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Светогорской ГЭС (ГЭС-11) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». Свидетельство об аттестации №1-РА.RU.311468-2019 от 13.02.2019 г, выданное ООО «ОКУ». Аттестат аккредитации RA.RU.311468 от 21.01.2016 г.

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Светогорской ГЭС (ГЭС-11) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»**

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

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

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»  
(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)  
ИНН 7802222000  
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, литер А, пом. 7-Н  
Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71  
Факс: 8 (812) 368-02-72  
E-mail: [office@energoservice.net](mailto:office@energoservice.net)

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области»  
(ФБУ «Тест-С.-Петербург»)  
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1  
Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75  
Факс: 8 (812) 244-10-04  
E-mail: [letter@rustest.spb.ru](mailto:letter@rustest.spb.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484 от 03.02.2016 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.