

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «22» августа 2023 г. № 1719

Регистрационный № 77866-20

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-1 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-1)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-1 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-1) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер на базе закрытой облачной системы (кластер Hyper-V) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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, 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 на интервале времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера информация передается на АРМ по корпоративной сети передачи данных.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется 1 раз в час, корректировка часов сервера производится при расхождении с УСВ более ± 1 с. Сравнение показаний часов УСПД с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера более ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-1 наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне АРМ, типографским способом. Дополнительно заводской номер 01 указывается в паспорте-формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР». Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ		Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТГ-1	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; В; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,1	3,0
		Реак- тивная	2,3	4,7					
2	ТГ-3	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 11077-89 Фазы: А; В; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,1	3,0
		Реак- тивная	2,3	4,7					
3	ТГ-6	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 4000/5 Рег. № 11077-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Актив- ная	1,1	3,0		
		Реак- тивная	2,3	4,7					
4	ТГ-7	RING CORE Кл.т. 0,2S 10000/5 Рег. № 44216-10 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,2 10500/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	A1802RL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Актив- ная	0,6	1,5		
		Реак- тивная	1,1	2,5					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ, яч. 5, ВЛ 110 кВ РТ-104	GSR Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 25477-08 Фазы: А; В; С	1 СШ: НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
6	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ, яч. 3, ВЛ 110 кВ РТ-118	GSR Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 25477-08 Фазы: А; В; С	2 СШ: НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
7	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 110 кВ, яч. 4, ОВ	GSR Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 25477-08 Фазы: А; В; С	Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60353-15 Фазы: А; В; С	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
8	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 1, ВЛ 35 кВ ТЦ-301	ТВ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 67627-17 Фазы: А; С	1 СШ: НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	A1802RAL-P4GB- DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
9	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 3, ВЛ 35 кВ ТК-302	ТВ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 67627-17 Фазы: А; С	2 СШ: НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	A1802RAL-P4GB- DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6
10	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, СШ 35 кВ, яч. 7, КЛ 35 кВ ТС-304	ТВ-СВЭЛ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 67627-17 Фазы: А; С	Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	A1802RAL-P4GB- DW-3 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,0	2,9
							Реак- тивная	2,0	4,6

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<p>Примечания:</p> <p>1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.</p> <p>2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.</p> <p>3. Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 4-12 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.</p> <p>4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденного типа, а также замена облачной системы без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.</p>									

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	14
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>сила тока, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 4-12</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>сила тока, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 4-12</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +10 до +35</p> <p>от +10 до +35</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>120000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>24</p> <p>45000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для УСПД:</p> <p>суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>для сервера:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>180</p> <p>30</p> <p>45</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	9
Трансформаторы тока	RING CORE	3
Трансформаторы тока	GSR	9
Трансформаторы тока	ТВ-СВЭЛ-35	10
Трансформаторы тока	ТВ-35-III	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	14
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	—	1
Методика поверки	—	1
Паспорт-формуляр	ТГК-14.АИИС.005 ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «ТГК-14» Улан-Удэнская ТЭЦ-1 «Генерации Бурятии» (АИИС КУЭ Улан-Удэнской ТЭЦ-1)», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания № 14» (ПАО «ТГК-14»)

ИНН 7534018889

Адрес: 670000, Забайкальский край, г. Чита, ул. Профсоюзная, д. 23

Телефон: (3022) 38-73-59

Факс: (3022) 38-75-22, 23-85-47

Web-сайт: www.tgk-14.com

E-mail: office@chita.tgk-14.com

Испытательный центр

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.