

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» августа 2021 г. № 1676

Регистрационный № 68428-17

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «АЭМ-технологии»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «АЭМ-технологии» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала АО «АЭМ-технологии» «Атоммаш», г. Волгодонск, сбора, обработки, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие основные задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
 - периодический (один раз в 30 мин, один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
 - хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
 - передача результатов измерений в XML-формате по электронной почте коммерческому оператору (КО) с электронной подписью и внешним организациям в соответствии с согласованным регламентом передачи;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
 - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
 - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
 - ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
 - сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков, ведение и передачу журнала событий ИВК;
 - предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).
- АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер опроса и баз данных (сервер), программное обеспечение (ПО) «SEDMAX», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, её обработку и хранение, передачу отчетных документов коммерческому оператору (КО) и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются 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, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл мощности по времени, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Сервер при помощи технических средств приема-передачи данных автоматически с периодичностью один раз в 30 минут и/или по запросу опрашивает счетчики и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета. На сервере осуществляется обработка измерительной информации, в частности умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, перевод измеренных значений в именованные физические величины, хранение измерительной информации, оформление отчетных документов (отчеты в формате XML), передача подписанных при необходимости электронной подписью XML-макетов по электронной почте КО, смежным субъектам ОРЭМ, в другие АИИС КУЭ, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и в региональные подразделения АО «СО ЕЭС». Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах.

При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием переносного компьютера (ноутбука) через последовательный или оптический интерфейс счетчиков.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, 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 при каждом сеансе связи, корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения. Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков 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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «SEDMAX», установленное на сервере. Уровень защиты ПО «SEDMAX» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части модулей ПО «SEDMAX» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	Модуль ведения долговременного архива данных SED TRACER
Идентификационное наименование ПО	sed_tracer_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.5963.25675
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	563d970473868f5a378f1ac07717fa31
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5
Наименование ПО	Модуль дорасчетов SED CALC
Идентификационное наименование ПО	sed_calc_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.5963.27861
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	fb6c9b74c1b6551baef3bfa63289055
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5
Наименование ПО	Модуль учета электроэнергии SED ELECTRO
Идентификационное наименование ПО	sed_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.5695.18177
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	7f27aef8b0f2e4ad741143b9853da58e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 и 4, основные технические характеристики – в таблице 5.

Таблица 2 — Перечень компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав ИК					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСВ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС ГПП-1 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.10	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер опроса и баз данных	Активная, реактивная
2	ПС ГПП-1 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.13	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			
3	ПС ГПП-1 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.40	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.02М.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ПС ГПП-1 110 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.41	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.02М.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер опроса и баз данных	Активная, реактивная
5	ПС ГПП-2 220 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.55	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.02М.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			
6	ПС ГПП-2 220 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.66	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.02М.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			
7	ПС ГПП-2 220 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.5	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.02М.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			
8	ПС ГПП-2 220 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.16	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S КТТ = 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ- 4ТМ.02М.03 кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.
- 3 Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 4 Замена оформляется актом в установленном владельцем АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ при измерении активной электроэнергии и мощности

Номер ИК	Коэф. мощности $\cos \varphi$	Границы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении активной электроэнергии и мощности(δ), %							
		$\delta_{1(2)\%}$,		$\delta_{5\%}$,		$\delta_{20\%}$,		$\delta_{100\%}$,	
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	δ_{OP}	δ_P	δ_{OP}	δ_P
1 – 8	1,0	±2,1	±2,4	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6	±1,0	±1,6
	0,9	±2,3	±2,6	±1,4	±1,9	±1,2	±1,7	±1,2	±1,7
	0,8	±2,7	±3,0	±1,7	±2,2	±1,3	±1,9	±1,3	±1,9
	0,7	±3,3	±3,5	±2,1	±2,5	±1,6	±2,1	±1,6	±2,1
	0,5	±4,9	±5,1	±3,1	±3,4	±2,3	±2,7	±2,3	±2,7

Примечание:

- δ_{OP} – границы допускаемой основной относительной погрешности при измерении активной электроэнергии и средней мощности;
- δ_P – границы допускаемой относительной погрешности при измерении активной электроэнергии и средней мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электроэнергии и мощности

Номер ИК	Коэф. мощности $\cos \varphi$	Границы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении реактивной электроэнергии и мощности (δ), %							
		$\delta_{2\%}, I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$\delta_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$\delta_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$\delta_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		δ_{oQ}	δ_Q	δ_{oQ}	δ_Q	δ_{oQ}	δ_Q	δ_{oQ}	δ_Q
1 – 8	0,9	±5,8	±6,6	±3,8	±4,9	±2,7	±4,2	±2,7	±4,2
	0,8	±4,1	±5,2	±2,8	±4,2	±2,1	±3,7	±2,1	±3,7
	0,7	±3,4	±4,6	±2,3	±3,9	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	0,5	±2,7	±4,1	±1,9	±3,5	±1,5	±3,4	±1,5	±3,4

Примечание:

δ_{oQ} – границы допускаемой основной относительной погрешности при измерении активной электроэнергии и средней мощности;

δ_Q – границы допускаемой относительной погрешности при измерении активной электроэнергии и средней мощности в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ.

Примечания к таблицам 3, 4:

1 Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%}$ активной и реактивной электрической энергии для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU) составляют ± 5 с.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	8
Периодичность сбора результатов измерений и журналов событий (функция автоматизирована), сут, не реже	1
Нормальные условия применения компонентов АИИС КУЭ: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц магнитная индукция внешнего происхождения, мТл температура окружающей среды, °С: для счетчиков для других компонентов	от 98 до 102 от 100 до 120 от 0,8 до 1,0 от 49,85 до 50,15 отсутствует от +21 до +25 от +20 до +25
Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,8 до 50,2

Продолжение таблицы 5

1	2
температура окружающей среды, °С: для ТТ и ТН для счетчиков для серверов магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от -40 до +70 от +8 до +38 от +10 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: 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, ч сервер: коэффициент готовности, не менее среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 45000 2 0,99 35000 1
Глубина хранения информации: счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее сервер: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 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 по электронной почте.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа обеспечена следующими мерами:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере, АРМ;

- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

- защита результатов измерений при передаче.

В журнале событий счетчика фиксируются следующие события:

- 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;

- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- В журнале событий ИВК фиксируются следующие события:
- изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов ТТ и ТН;
 - факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные из счетчиков журналы событий.

Предусмотрена возможность коррекции времени в счетчиках и сервере (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 — Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	16
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М.03	8
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер опроса и баз данных	Сервер, совместимый с платформой x86	1
Программное обеспечение	SEDMAX	1
Паспорт-формуляр	ЭНКП.411711.АИИС.036 ПФ	1
Методика поверки	МП 201-058-2017	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «АЭМ-технологии». Методика измерений. ГДАР.411711.085.242 МВИ», номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.34.2017.27673.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «АЭМ-технологии»

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

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