

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта от 19.08.2016 г. № 1139)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности Адлерской ТЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности Адлерской ТЭС (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Адлерской ТЭС, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии 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 центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;
- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – смежных участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка 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 (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 7746-2001 и трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электрической энергии класса точности 0,2S/0,5 и 0,5S/1,0 по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электрической энергии и по ГОСТ 52425-2005 для реактивной электрической энергии, установленных на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

Между ИИК и ИВК организован канал связи, обеспечивающий передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИИК в ИВК.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения («Пирамида 2000», производства ЗАО ИТФ «Системы и технологии», (№ 21906-11 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УСВ-2, автоматизированного рабочего места (АРМ).

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИА-СУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0-2013;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение времени и синхронизация времени от СОЕВ.

АРМ функционирует на IBM PC совместимом компьютере в среде Windows XP. На АРМ также установлено ПО «Пирамида 2000 АРМ».

АРМ обеспечивает предоставление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электроэнергии за любой контролируемый интервал времени;

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 электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в

микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия как интеграл от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии по проводным линиям связи поступает на входы сервера БД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление.

На верхнем – втором уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по выделенному каналу до сети провайдера (основной канал) или через канал сотовой связи (резервный канал).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Время сервера БД синхронизировано со временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Сервер осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени сервера БД и счетчиков осуществляется каждые 30 мин и корректировка времени выполняется при достижении расхождения времени сервера БД и счетчиков ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Защищенность применяемых компонентов:

- а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД;
- б) защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер.

Программное обеспечение

Прикладное программное обеспечение «Пирамида 2000» защищено от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1.1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение	Значение
1	2	3	4
Идентификационное наименование ПО	программа автоматизированного сбора	программа синхронизации времени устройств и сервера	программа планировщик заданий (расчеты)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0	-	2.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	514C0FAF	C6BF2BDE	2967E90F
Другие идентификационные данные, если имеются	SCPAuto.exe	TimeSynchro.exe	Sheduler.exe

Таблица 1.2

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение	Значение
1	2	3	4
Идентификационное наименование ПО	программа организации канала связи сервера со счетчиками	программа драйвер работы сервера со счетчиками СЭТ 4-ТМ	драйвер синхронизации времени сервера со счетчиками СЭТ 4-ТМ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.2.0	1.0.0.6	-
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	51F6B96A	7B5141F9	3FDE906A
Другие идентификационные данные, если имеются	SETRec.exe	SET4TM02.dll	Set4TMSynchro.dll

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики и состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
						Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Г-11	ТШЛ-10-1 5000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 3972-03	ЗНОЛ.06-10У3 11000/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08	активная реактивная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
2	Г-12	ТШЛ-10-1 5000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 3972-03	ЗНОЛ.06-10У3 11000/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4
3	Г-21	ТШЛ-10-1 5000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 3972-03	ЗНОЛ.06-10У3 11000/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4
4	Г-22	ТШЛ-10-1 5000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 3972-03	ЗНОЛ.06-10У3 11000/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4
5	Г-10	ТШЛ-10-1 5000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 3972-03	ЗНОЛ.06-10У3 10500/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4
6	Г-20	ТШЛ-10-1 5000/5 к.т. 0,2S; № Госреестра 3972-03	ЗНОЛ.06-10У3 10500/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,2S/0,5; № Госреестра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4
40	КЛ 110кВ Адлерская ТЭС - Имере- тинская	АМТ 145/3 800/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 37102-08	SUD 145/S 110000/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 37114-08	СЭТ- 4ТМ.03М.16 к.т. 0,2S/0,5; № Госреест- ра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4
41	ВЛ 110кВ Адлерская ТЭС – Южная	АМТ 145/3 800/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 37102-08	SUD 145/S 110000/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 37114-08	СЭТ- 4ТМ.03М.16 к.т. 0,2S/0,5; № Госреест- ра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4
42	КЛ 110кВ Адлерская ТЭС – Ледовый Дворец	АМТ 145/3 800/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 37102-08	SUD 145/S 110000/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 37114-08	СЭТ- 4ТМ.03М.16 к.т. 0,2S/0,5; № Госреест- ра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4
43	КЛ 110кВ Адлерская ТЭС – Весёлое	АМТ 145/3 800/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 37102-08	SUD 145/S 110000/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 37114-08	СЭТ- 4ТМ.03М.16 к.т. 0,2S/0,5; № Госреест- ра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
44	КВЛ 110кВ Адлерская ТЭС – Адлер	АМТ 145/3 800/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 37102-08	SUD 145/S 110000/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 37114-08	СЭТ- 4ТМ.03М.16 к.т. 0,2S/0,5; № Госреест- ра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4
45	КВЛ 220кВ Адлерская ТЭС – Чер- номорская	АМТ 245/1 1000/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 39472-08	SU 245/S 220000/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 37115-08	СЭТ- 4ТМ.03М.16 к.т. 0,2S/0,5; № Госреест- ра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4
46	ВЛ 220кВ Адлерская ТЭС - Псоу	АМТ 245/1 1000/1 к.т. 0,2S; № Госреестра 39472-08	SU 245/S 220000/√3/100/√3, к.т. 0,2; № Госреестра 37115-08	СЭТ- 4ТМ.03М.16 к.т. 0,2S/0,5; № Госреест- ра 36697-08	активная реактив- ная	±5,3 ±4,0	±5,4 ±4,4

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.

2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия:

- температура окружающего воздуха (21-25) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия:

- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 % при температуре окружающего воздуха 30 °С;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля от 0 до 0,5 мТл.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии и по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной энергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных

таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в Адлерской ТЭС порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность системных решений:

- Резервирование питания Сервера с помощью устройства АВР;

- Резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – рынка электроэнергии по электронной почте;

Глубина хранения информации:

- Счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания не менее 10 лет;

- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

7. Надежность применяемых в системе компонентов:

- Счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа.

- Сервер – среднее время наработки на отказ не менее 60000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входят изделия, указанные в табл. 3:

Таблица 3

Наименование изделия	Количество шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	6	
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М.16	7	
Трансформатор тока ТШЛ-10-1	18	
Трансформатор тока АМТ 145/3	5	
Трансформатор тока АМТ 245/1	6	
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10У3	18	
Трансформатор напряжения SUD 145/S	2	
Трансформатор напряжения SU 245/S	6	
Модем GSM модем iRZ MC52iT	1	
Сервер БД HP Proliant DL320 G6 E5503	2	
Комплекс информационно-вычислительный ПО «Пирамида 2000»	1	
Методика поверки ИЭН 1948 РД-11.01.МП	1	
Инструкция по эксплуатации ИЭН 1946 РД-11.01.ИЭ	1	

Поверка

осуществляется в соответствии с документом ИЭН 1948РД-11.01.МП "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности Адлерская ТЭС. Методика поверки", утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Марийский ЦСМ» 02.11.2011г.

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

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по МИ 2845-2003, МИ2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики электрической энергии по ГОСТ 8.584-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений описан в методике измерений ИЭН 1948РД-11.01.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Ивэлектроналадка»

ИНН 3729003630

Юридический адрес: 153002, г. Иваново, ул. Калинина, д.5.

Почтовый адрес: 153032, г. Иваново, ул. Ташкентская, д.90

e-mail: askue@ien.ru , тел/факс: (4932)230-230.

Испытатель

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУ «Марийский ЦСМ»

424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, 3

тел. 8 (8362) 41-20-18, факс 41-16-94

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«___» _____ 2016 г.