

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «3» ноября 2021 г. № 2465

Регистрационный № 83521-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии на подстанциях межсистемного учета филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии на подстанциях межсистемного учета филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) типа MSI H81M-P33 с установленным ПО ПК «Энергосфера», устройство синхронизации времени (далее-УСВ) УСВ-3, автоматизированное рабочее место (далее - АРМ), устройство бесперебойного питания сервера (UPS), коммуникатор PGC.01 стандарта GSM/GPRS, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к серверу устройствам.

На верхнем втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

С сервера ИВК осуществляется передача информации в ПАК КО, информационные системы филиала «СО ЕЭС» РДУ Самарской энергосистемы и смежным субъектам.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

ИВК АИИС КУЭ, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении на $\pm 0,1$ с и более, ИВК АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиком (1 раз в 30 минут). При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИВК равного ± 1 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «ЭНЕРГОСФЕРА» Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Наименование ПО	ПК «ЭНЕРГОСФЕРА»
Идентификационное наименование ПО	ПО «Сервер опроса»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.0.66
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/10кВ Кошки ВЛ-110 Садовая	ТФНД-110М 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 Рег. № 922-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3, зав.№ №0068, рег.№ 51644-12/MSI H81M-P33
2	ПС 110/10кВ Садовая С-1-Т 10 кВ	ТЛМ-10-2У3 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 У2 10000/100, КТ 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 Рег. № 27524-04	
3	ПС 110/10кВ Садовая С-2-Т 10 кВ	ТЛМ-10-2У3 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
4	ПС 110/10кВ Садовая ТСН 0,4 кВ	Т-0,66 У3 200/5, КТ 0,5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
5	ПС 110/10кВ Н.Кармала С-1-Т 10 кВ	ТЛМ-10-1 У3 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-05 ТОЛ-10-1-2 У2 600/5, КТ 0,5 Рег. № 38395-08	ЗНАМИТ-10 (6)-1 УХЛ2 10000/100, КТ 0,2 Рег.№40740-09	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
6	ПС 110/10кВ Н.Кармала ТСН 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 100/5, КТ 0,5S Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
7	ПС 110/10кВ Восток ВЛ-110 кВ Первомайская	ТФЗМ-110Б-1У1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-83У1 110000/100, КТ 0,5 Рег. №1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
8	ПС 110/10кВ Поляково ВЛ-110 Перелюб	ТФЗМ-110Б-1У1 300/5, КТ 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-83У1 110000/100, КТ 0,5 Рег. №1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 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 Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1,3,7,8	Активная	1,3	2,9
	Реактивная	2,5	4,7
2,5	Активная	1,2	3,2
	Реактивная	1,9	5,4
4	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	1,8	5,4
6	Активная	0,9	1,5
	Реактивная	1,5	2,9
Пределы абсолютной погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (\pm) с			5
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -10 до +35°C</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	8
<p>Нормальные условия</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,8</p> <p>от +21 до +25</p> <p>50</p>
<p>Условия эксплуатации</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 1_{емк}</p> <p>от -40 до +45</p> <p>от -10 до +35</p> <p>от +10 до +35</p> <p>от 80,0 до 106,7</p> <p>98</p> <p>от 49,6 до 50,4</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>СЭТ-4ТМ.03М</p> <p>СЭТ-4ТМ.03</p> <p>УСВ-3:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <p>Сервер ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165 000</p> <p>90 000</p> <p>45 000</p> <p>107300</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М</p> <ul style="list-style-type: none"> -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут <p>СЭТ-4ТМ.03</p> <ul style="list-style-type: none"> - графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, сут, не менее <p>Сервер ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее 	<p>114</p> <p>113</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2У3	4
	ТФНД-110М	3
	Т-0,66 У3	3
	ТЛМ-10-1 У3	1
	ТОЛ-10-1-2 У2	1
	Т-0,66 М У3	3
	ТФЗМ-110Б-1У1	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	3
	НАМИ-10-У2	1
	НАМИТ-10	1
	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2	1
	НКФ-110-83У1	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	1
	СЭТ-4ТМ.03.01	2
	СЭТ-4ТМ.03М	3
	СЭТ-4ТМ.03М.09	1
	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	MSI H81M-P33	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43/57/21	1
Формуляр	ФО 26.51.43/57/21	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии на подстанциях межсистемного учета филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети». МВИ 26.51.43/57/21, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Филиал Публичного акционерного общества ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» (филиал ПАО «Россети Волга» - «Самарские РС»)

ИНН 6450925977

Адрес: 443068, Самарская область, г. Самара, ул. Ново-Садовая, 106, корп.133

Телефон: 8 (846) 339-33-59

E-mail: office@samara.mrsk-volgi.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

