

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» мая 2021 г. № 866

Регистрационный № 81860-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Махачкалинской ТЭЦ ООО «Дагестанэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Махачкалинской ТЭЦ ООО «Дагестанэнерго» (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 распределённой 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), счётчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ) типа УСВ-3, автоматизированное рабочее место (АРМ), каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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 учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал от счетчиков используя основной канал по проводным линиям связи поступает на сервер, при использовании резервного канала данные от счетчиков поступают на GSM/GPRS-терминал, далее по каналу связи стандарта GSM/GPRS измерительная информация поступает на сервер.

На сервере осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение и передача измерительной информации, оформление отчетных документов, а также отображение информации на мониторах АРМ.

Отчеты в формате XML формируются на ИВК АИИС КУЭ, подписываются электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляются по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации единого времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации времени UCS-3, который обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация времени сервера выполняется автоматически, при расхождении времени сервера с временем UCS-3 более чем на 1 с, с установленным интервалом проверки текущего времени.

В процессе сбора информации из счетчиков электрической энергии (далее-счетчик) с периодичностью 1 раз в 30 минут, сервер автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках и в случае расхождения времени сервера с временем счетчиков более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках.

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

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля 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 приведены 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	УСВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	МТЭЦ ОРУ-35кВ ВЛ-35 кВ МТЭЦ – Приозерная (ВЛ-35-2)	ТОЛ-35 КТ 0,5S 300/5 Рег. № 21256-03	ЗНОЛ-35-III КТ 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06	EA05RAL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProLiant DL380 G8
2	МТЭЦ ОРУ-35кВ ВЛ-35кВ МТЭЦ – Новая (ВЛ-35-6)	ТОЛ-35 КТ 0,5S 300/5 Рег. № 21256-03	ЗНОЛ-35-III КТ 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 21257-06	EA05RAL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
3	МТЭЦ ТГ-2	ТПЛК-10 КТ 0,5 1000/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
4	МТЭЦ ТГ-1	ТПЛК-10 КТ 0,5 1000/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
5	МТЭЦ ТГ-3	ТВК-10 КТ 0,5 1000/5 Рег. № 8913-82	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
6	МТЭЦ ЗРУ-6кВ яч.6 ф. Пушкинский	ТПЛК-10 КТ 0,5 400/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
7	МТЭЦ ЗРУ-6кВ яч.8 ф. Консервный	ТПЛК-10 КТ 0,5 300/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
8	МТЭЦ ЗРУ-6кВ яч.17 ф. Дагэтанол	ТПЛК-10 КТ 0,5 200/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
9	МТЭЦ ЗРУ-6кВ яч.26 ф. Мясокомбинат	ТПЛК-10 КТ 0,5 300/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	EA05RL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	
10	МТЭЦ ЗРУ-6кВ яч.28 ф. Горьковский	ТПЛК-10 КТ 0,5 300/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	EA05RAL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	МТЭЦ ЗРУ-6кВ яч. 29 ф. Фабричный	ТПЛК-10 КТ 0,5 300/5 Рег. № 2306-68	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04	EA05RAL-B-3 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProLiant DL380 G8
12	МТЭЦ РУСН-6кВ яч. 2 ф.Махачкалинский	ТВЛМ-10 КТ 0,5 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 Рег. №380-49	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

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 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся 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, 2	Активная	1,3	2,2
	Реактивная	2,1	3,8
3-11	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,1	5,2
12	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,1	5,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с			± 5

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, и при $\cos\varphi=0,8$ ($\sin\varphi=0,6$), токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	12
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>температура окружающей среды для счетчиков, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,8</p> <p>50</p> <p>от +21 до +25</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 $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -30 до +40</p> <p>от +10 до +40</p> <p>от +10 до +35</p> <p>от 80 до 106,7</p> <p>98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>ЕвроАльфа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>140000</p> <p>2</p> <p>50000</p> <p>2</p> <p>60000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>Счетчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>ЕвроАльфа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>10</p> <p>35</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

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 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 БД;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер БД.

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
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-35	4
	ТПЛК-10	16
	ТВК-10	2
	ТВЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35-III	3
	ЗНОЛ.06	15
	НТМИ-6	1
Счетчик электрической энергии	EA05RAL-B-3	4
	EA05RL-B-3	7
	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP ProLiant DL380 G8	1
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43/05.01/20	1
Формуляр	ИРЭК.411711.07 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Махачкалинской ТЭЦ ООО «Дагестанэнерго».

МВИ 26.51.43/05.01/20, 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

