

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции «КИСК» 220/110/10 кВ с Изменениями № 1, № 2

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции «КИСК» 220/110/10 кВ с Изменениями №1, №2 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции "КИСК" 220/110/10 кВ, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.073.A № 49496, регистрационный № 52421-13, системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции «КИСК» 220/110/10 кВ с Изменением № 1, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.556.A. № 59077, регистрационный № 52421-15 (далее по тексту – № ГР) и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 49, 50, 51, 52.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции «КИСК» 220/110/10 кВ с Изменениями № 1, № 2 (далее по тексту - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляют собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- подготовка данных о результатах измерений и состоянии средств измерений в XML формате и их предоставление по электронной почте в ПАК ОАО «АТС» и смежным организациям-участникам розничного рынка электрической энергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (пломбирование, установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ.

1-ый уровень включает в себя информационно-измерительные комплексы (ИИК), состоящие из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности (K_T) 0,2S по ГОСТ 7746 и трансформаторы напряжения (ТН) $K_T = 0,2$ по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии многофункциональные Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4, $K_T = 0,2S$ по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и $K_T = 0,5$ для реактивной электроэнергии, вторичные электрические цепи.

2-ой уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), состоящий из устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325T (№ ГР 44626-10), предназначенного для сбора, накопления, обработки, хранения и отображение первичных данных об электропотреблении и мощности с электросчетчиков, а также передачи накопленных данных по каналам связи на сервер АИИС КУЭ в ЦСОД МЭС Сибири. УСПД выполняет периодический опрос (30 минут) данных со счетчиков электроэнергии.

3-ий уровень системы - уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК) состоит из серверов центра сбора и обработки информации (ЦСОД) ОАО «ФСК ЕЭС» (г. Москва) и МЭС Сибири – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» (г. Красноярск). На серверах ЦСОД функционирует специализированное программное обеспечение (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп». На АРМ оператора ПС установлено прикладное программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям поступают на измерительные входы счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются по периоду основной частоты сигналов. Реактивная мощность вычисляется по средним за период основной частоты значениям полной и активной мощности.

УСПД по каналам связи считывает измеренные значения в цифровом виде со счетчиков электрической энергии и осуществляет их перевод в именованные физические величины с учетом постоянной счетчика, а также умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН. Далее измеренные величины от УСПД передаются на уровень ИВК, где ведется учет потребления электроэнергии и мощности по временным интервалам, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и информационное взаимодействие с организациями–участниками оптового рынка электроэнергии.

Коммуникационное оборудование и аппаратура связи АИИС КУЭ позволяют осуществлять санкционированный доступ и считывание результатов измерений и служебной информации со счетчиков электроэнергии через систему паролей.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени СОЕВ, которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД и ИВК.

Программное обеспечение

Структура прикладного программного обеспечения АИИС КУЭ:

- ПО «Метроскоп» осуществляет обработку, организацию учета и хранение результатов измерений электроэнергии, а также их отображение и передачу в автоматическом режиме в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии;
- ПО «АльфаЦЕНТР», установленное на АРМ оператора ПС, осуществляет отображение, хранение и вывод на печать результатов измерений и данных журналов событий;
- ПО «Конфигуратор RTU-325T» - программа, необходимая для подключения к УСПД RTU-325T счетчиков электроэнергии.

ПО АИИС КУЭ обеспечивает:

- поддержку функционирования ИВК в составе локальной вычислительной сети (при необходимости);
- функционирование системы управления базами данных (формирование базы данных, управление файлами, их поиск, поддержку);
- формирование отчетов и их отображение, вывод на печатающее устройство;
- поддержку системы обеспечения единого времени;
- решение конкретных технологических и производственных задач пользователей.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в табл. 1.

Таблица 1 — Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Идентификационное наименование ПО	DataSet.exe + DataSet_USPD.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Наименование программного обеспечения	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	Amrserver.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	1907cf524865a1d0c0042f5eeaf4f866
Идентификационное наименование ПО	Amrc.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	95e1a46241f32666dd83bab69af844c0
Идентификационное наименование ПО	Amra.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	1d217646a8b3669edaebb47ba5bc410b
Идентификационное наименование ПО	Cdbora2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	a2f6e17ef251d05b6db50ebfb3d2931a
Идентификационное наименование ПО	Encryptdll.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Идентификационное наименование ПО	Alphamess.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 высокий. Влияние ПО на метрологические характеристики измерения электрической энергии отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в табл. 2, которая содержит перечень и состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ с указанием наименования присоединений и измерительных компонентов.

Метрологические характеристики ИК при измерении электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации приведены в табл. 3 и 4.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней дополнительных ИК АИИС КУЭ подстанции «КИСК» 220/110/10 кВ

№ ИК	Наименование присоединения	Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ				Вид электро-энергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	УСПД	
49	ПС Новаленд – ПС КИСК, цепь 1	A1802RALQ-P4G B-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$; № ГР 31857-11	SB-0,8 3 ед.; $K_T = 0,2S$; $K_I = 500/1$; № ГР 20951-08	НДКМ-110УХЛ.1, 3 ед., $K_T = 0,2$; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 38002-08	RTU-325T № ГР 44626-10	Активная и реактивная электро-энергия
50	ПС Новаленд – ПС КИСК, цепь 2	A1802RALQ-P4G B-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$; № ГР 31857-11	SB-0,8 3 ед.; $K_T = 0,2S$; $K_I = 500/1$; № ГР 20951-08	НДКМ-110УХЛ.1, 3 ед., $K_T = 0,2$; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 38002-08		
51	ПС Солонцовская – ПС КИСК, цепь 1	A1802RALQ-P4G B-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$; № ГР 31857-11	SB-0,8 3 ед.; $K_T = 0,2S$; $K_I = 500/1$; № ГР 20951-08	НДКМ-110УХЛ.1, 3 ед., $K_T = 0,2$; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 38002-08		
52	ПС Солонцовская – ПС КИСК, цепь 1	A1802RALQ-P4G B-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$; № ГР 31857-11	SB-0,8 3 ед.; $K_T = 0,2S$; $K_I = 500/1$; № ГР 20951-08	НДКМ-110УХЛ.1, 3 ед., $K_T = 0,2$; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 38002-08		

Таблица 3 – Пределы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии для рабочих условий измерений с использованием дополнительных ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Значение $\cos \varphi$	$\pm \delta_{2\%P}$, [%] $W_{P2\%} \leq W_{Pизм} < W_{P5\%}$	$\pm \delta_{5\%P}$, [%] $W_{P5\%} \leq W_{Pизм} < W_{P120\%}$	$\pm \delta_{20\%P}$, [%] $W_{P20\%} \leq W_{Pизм} < W_{P100\%}$	$\pm \delta_{100\%P}$, [%] $W_{P100\%} \leq W_{Pизм} \leq W_{P120\%}$
49÷52	1	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,4	1,0	0,8	0,8
	0,5	2,1	1,3	1,0	1,0

Таблица 4 – Пределы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии для рабочих условий измерений с использованием дополнительных ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Значени $\cos \varphi / \sin \varphi$	$\pm \delta_{2\%Q}$, [%] $W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	$\pm \delta_{5\%Q}$, [%] $W_{Q5\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q20\%}$	$\pm \delta_{20\%Q}$, [%] $W_{Q20\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q100\%}$	$\pm \delta_{100\%Q}$, [%] $W_{Q100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
49÷52	0,8/0,6	2,8	1,6	1,1	1,1
	0,5/0,866	2,1	1,3	0,9	0,9

где δ [%] – доверительная граница допускаемой относительной погрешности измерений при значении тока в сети, равном 2% ($\delta_{2\%P}, \delta_{2\%Q}$), 5% ($\delta_{5\%P}, \delta_{5\%Q}$) и 20% ($\delta_{20\%P}, \delta_{20\%Q}$) относительно $I_{ном}$;

$W_{изм}$ – значение приращения активной (P) и реактивной (Q) электроэнергии за часовой интервал времени в диапазоне измерений с границами 2% ($W_{PI2\%}, W_{QI2\%}$), 5% ($W_{PI5\%}, W_{QI5\%}$), 20% ($W_{PI20\%}, W_{QI20\%}$) и 120% ($W_{PI120\%}, W_{QI120\%}$).

Примечания:

1 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения приращения активной и реактивной электроэнергии и средней мощности за 30 минут.

2 Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния ПО.

3. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха для ТТ и ТН, °С от минус 45 до +40
- температура окружающего воздуха для счетчиков, °С от минус 40 до +65
- сила тока, % от номинального ($I_{ном}$) от $I_{мин}$ до 120

- напряжение, % от номинального ($U_{ном}$) от 85 до 110
- коэффициент мощности ($\cos \varphi$) 0,5инд – 1 – 0,8 емк.
- частота питающей сети, Гц от 47,5 до 52,5

4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками того же класса точности, типы которых утверждены. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6. Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ час;

- УСПД RTU-325T - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\,000$ час;

- ТТ и ТН - среднее время наработки на отказ не менее $T = 300\,000$ час.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 - среднее время восстановления не более $t_g = 168$ час;

- СОЕВ - среднее время восстановления не более $t_g = 168$ час;

- УСПД RTU-325T - среднее время восстановления не более $t_g = 1$ час;

- ТТ и ТН среднее время восстановления не более $t_g = 168$ час.

7. Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клемные соединения 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, УССВ, сервере, АРМ;

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

- защита результатов измерений при передаче.

8. Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;

- фактов пропадания напряжения;

- фактов коррекции времени.

9. Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);

- в УСПД (функция автоматизирована);

- на сервере (функция автоматизирована).

10. Глубина хранения информации:

- счетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в табл. 5.

Таблица 5 - Комплектность дополнительных ИК АИИС КУЭ

№ п/п	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Трансформатор тока	SB 0,8	12
2	Трансформатор напряжения	НДКМ-110УХЛ.1	6
3	Счетчик учета электрической энергии	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW- 4	4
4	УСПД	RTU-325T	1
5	УССВ	УСВ-2.01	1
6	Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
		СПО «Метроскоп»	1
7	Паспорт-формуляр	2200264-096-039.ФО	1
8	Массив входных данных	2200264-096-039.B6	1
9	Состав выходных данных	2200264-096-039.B8	1
10	Технологическая инструкция	2200264-096-039.И2	1
11	Руководство пользователя	2200264-096-039.И3	1
12	Инструкция по формированию и ведению базы данных	2200264-096-039.И4	1
13	Методика поверки	18-18/011 МП	1

Поверка

осуществляется по документу 18-18/011 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции «КИСК» 220/110/10 кВ с Изменениями № 1, № 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Красноярский ЦСМ» 03.09.2015 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 – по методике поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- вольтамперфазометр Парма ВАФ-А по методике поверки, изложенной в разделе «7 Поверка прибора» руководства по эксплуатации РА 1.007.001 РЭ и согласованной с ГЦИ СИ Тест-С.-Петербург в декабре 2004 г.;
- переносной компьютер с ПО «MeterCat Альфа А1800», «Конфигуратор RTU-325T» и «АльфаЦЕНТР» АС_РЕ.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений содержится в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции «КИСК» 220/110/10 кВ с Изменениями № 1, № 2».

Методика аттестована ФБУ «Красноярский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 18.01.00291.010-2015 от 17.03.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции «КИСК» 220/110/10 кВ с Изменениями № 1, № 2

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики реактивной энергии».

Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техпроминжиниринг»

(ООО «Техпроминжиниринг»)

660131, г. Красноярск, ул. Ястынская, 19А

ИНН 2465209432

Тел.: +7(391) 2068665

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Красноярском крае»

(ГЦИ СИ ФБУ «Красноярский ЦСМ»)

660093, г. Красноярск, ул. Вавилова, 1А

Тел.: +7(391) 236-30-80, факс: +7(391) 236-12-94

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Красноярский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30073-10 от 20.12.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.