

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции «КИСК» 220/110/10 кВ с Изменением № 1 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, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 47, 48.

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

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- 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 минут 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.

АИИС имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (далее - ИИК ТИ);
- 2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ)
- 3-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (далее - ИВК).

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
- трансформаторами напряжения (ТН) и их вторичные цепи;
- счётчики электроэнергии.

ИВКЭ включают в себя:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД). В качестве УСПД используется контроллер «RTU-325T» (Госреестр № 44626-10);
- устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS;
- каналы связи для передачи измерительной информации от ИИК в УСПД.

ИВК включает в себя:

- центральный сервера сбора и обработки данных (ЦСОД) ОАО «ФСК ЕЭС» (г. Москва);
  - сервер сбора и обработки данных ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири (г. Красноярск).
- Средства измерений (СИ) 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). ИВК обеспечивает сбор и хранение результатов измерений, контроль и учет электроэнергии.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. Измерения электроэнергии выполняется путем интегрирования по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи трехфазных многофункциональных счетчиков электрической энергии Альфа А1800.

Измерения активной мощности (P) счетчиком выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчик производит измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность  $S = U \cdot I$ . Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике из полной и активной мощности (P) по алгоритму  $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$ . Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

УСПД RTU-325T 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 ЦСОД МЭС Сибири, 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.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), сформированной на всех уровнях иерархии, включающей в себя УССВ-16HVS в составе УСПД. УССВ оснащено приемником сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS. Часы УССВ синхронизированы по сигналам GPS-приемника, сличение производится непрерывно, погрешность синхронизации не более  $\pm 0,01$  с. По часам УССВ осуществляется коррекция внутренних часов УСПД при расхождении часов УСПД с

часами УССВ более чем на  $\pm 1$ с . По часам УСПД осуществляется коррекция часов счетчиков не реже одного раза в 30 минут при расхождении более чем на  $\pm 2$  с.

Предельное значение поправки часов счетчиков не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование программного обеспечения	Amrserver.exe
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	11.07.01.01
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	1907cf524865a1d00c0042f5eeaf4f866
Идентификационное наименование программного обеспечения	Amrc.exe
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	11.07.01.01
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	95e1a46241f32666dd83bab69af844c0
Идентификационное наименование программного обеспечения	Amra.exe
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	11.07.01.01
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	1d217646a8b3669edaebb47ba5bc410b
Идентификационное наименование программного обеспечения	Cdbora2.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	11.07.01.01
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	a2f6e17ef251d05b6db50ebfb3d2931a
Идентификационное наименование программного обеспечения	Encryptdll.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	11.07.01.01
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Идентификационное наименование программного обеспечения	Alphamess.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	11.07.01.01
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	B8c331abb5e34444170eee9317d635cd

Программное обеспечение имеет защиту от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствующую уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

## Метрологические и технические характеристики

Состав дополнительных измерительных ИК приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав дополнительных ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИК				Вид электроэнергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	УСПД	
47	яч. 29 ф-144-5	Альфа А1800, мод. А1805-RLXQV- P4GB-DW-4, кл. т. 0,5S/1, Г. п. № 31857-11	ТОЛ-10-I, мод. ТОЛ-10-I-8У2 кл. т. 0,2S, Ктр=200/5, Г. п. № 15128-07	ЗНОЛ, мод. ЗНОЛ.06.04, Кл. т. 0,2 10000:ÖВ/100:ÖВ, Г. п. № 46738-08	RTU-325Т, мод. RTU325Т-E2-M4-B4, Г. п. № 44626-10	Активная, реактивная
48	яч. 28 ф-144-6	Альфа А1800, мод. А1805-RLXQV- P4GB-DW-4, кл. т. 0,5S/1, Г. п. № 31857-11	ТОЛ-10-I, мод. ТОЛ-10-I-8У2 кл. т. 0,2S, Ктр=200/5, Г. п. № 15128-07	ЗНОЛ, мод. ЗНОЛ.06.04, Кл. т. 0,2 10000:ÖВ/100:ÖВ, Г. п. № 3344-08		

Границы допускаемой основной относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии ИИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной энергии

№ канала	Значение $\cos \varphi$	$\pm \delta_{2\%P}$ , [ % ]	$\pm \delta_{5\%P}$ , [ % ]	$\pm \delta_{20\%P}$ , [ % ]	$\pm \delta_{100\%P}$ , [ % ]
		$W_{P2\%} \leq W_{Pизм} < W_{P5\%}$	$W_{P5\%} \leq W_{Pизм} < W_{P120\%}$	$W_{P20\%} \leq W_{Pизм} < W_{P100\%}$	$W_{P100\%} \leq W_{Pизм} \leq W_{P120\%}$
47, 48	1	1,4	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,5	1,3	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,6	1,4	1,4

Таблица 4 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении реактивной энергии

№ канала	Значение $\cos \varphi / \sin \varphi$	$\pm \delta_{2\%Q}$ , [ % ]	$\pm \delta_{5\%P}$ , [ % ]	$\pm \delta_{20\%P}$ , [ % ]	$\pm \delta_{100\%P}$ , [ % ]
		$W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	$W_{Q5\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q20\%}$	$W_{Q20\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q100\%}$	$W_{Q100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
47, 48	0,8/0,6	2,2	1,9	1,3	1,3
	0,5/0,866	1,9	1,8	1,2	1,2

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии ИИК АИИС КУЭ в рабочих условиях применения приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной энергии в рабочих условиях применения

№ канала	Значение $\cos \varphi$	$\pm \delta_{2\%P}, [\%]$ $W_{P2\%} \leq W_{Ризм} < W_{P5\%}$	$\pm \delta_{5\%P}, [\%]$ $W_{P5\%} \leq W_{Ризм} < W_{P20\%}$	$\pm \delta_{20\%P}, [\%]$ $W_{P20\%} \leq W_{Ризм} < W_{P100\%}$	$\pm \delta_{100\%P}, [\%]$ $W_{P100\%} \leq W_{Ризм} \leq W_{P120\%}$
47, 48	1	2,0	1,2	1,2	1,2
	0,8	2,1	2,0	1,7	1,7
	0,5	2,5	2,1	2,0	2,0

Таблица 6 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной энергии в рабочих условиях применения

№ канала	Значение $\cos \varphi / \sin \varphi$	$\pm \delta_{2\%Q}, [\%]$ $W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q15\%}$	$\pm \delta_{5\%Q}, [\%]$ $W_{Q5\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q20\%}$	$\pm \delta_{20\%Q}, [\%]$ $W_{Q20\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q100\%}$	$\pm \delta_{100\%Q}, [\%]$ $W_{Q100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
47, 48	0,8/0,6	3,4	3,3	3,0	3,0
	0,5/0,866	3,2	3,2	2,9	2,9

где  $\delta$  [%] - предел допускаемой относительной погрешности ИК при значении тока в сети относительно  $I_{ном}$  5% ( $\delta_{5\%P}, \delta_{5\%Q}$ ), 20% ( $\delta_{20\%P}, \delta_{20\%Q}$ ) и 100% ( $\delta_{100\%P}, \delta_{100\%Q}$ );

$W_{изм}$  - значение приращения активной (P) и реактивной (Q) электроэнергии за 30-минутный интервал времени в диапазоне измерений с границами 5% ( $W_{P5\%}, W_{Q5\%}$ ), 20% ( $W_{P20\%}, W_{Q20\%}$ ), 100% ( $W_{P100\%}, W_{Q100\%}$ ) и 120% ( $W_{P120\%}, W_{Q120\%}$ ).

Примечания:

- Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
- Нормальные условия эксплуатации АИИС КУЭ:
  - температура окружающего воздуха ..... 20±5 °С
  - сила тока ..... 1±0,2  $I_{ном}$
  - напряжение ..... 1±0,02  $U_{ном}$
  - коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ ) ..... 0,9 инд
  - частота питающей сети, Гц ..... от 49 до 51
- Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ:
  - температура окружающего воздуха для ТТ и ТН, °С ..... от -40 до +50
  - температура окружающего воздуха для счетчиков, °С ..... от -40 до +70
  - сила тока, % от номинального ( $I_{ном}$ ) ..... от 2 до 120
  - напряжение, % от номинального ( $U_{ном}$ ) ..... от 85 до 110
  - коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ ) ..... 0,5 инд - 1 - 0,8 емк
  - частота питающей сети, Гц ..... от 49 до 51
- Погрешность в рабочих условиях указана для  $I = 0,02 I_{ном}$ ;  $\cos \varphi = 0,85$  инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от +10 до +30°С.
- Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
- Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у

перечисленных в табл. 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденногo типа. Замена оформляется актом в установленном на филиале ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- счетчик Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\ 000$  ч, среднее время восстановления  $t_v = 2$  ч;
- УСПД RTU-325T - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 40\ 000$  ч, среднее время восстановления  $t_v = 2$  ч;
- сервер - коэффициент готовности не менее  $KГ = 0,999$ , среднее время восстановления  $t_v = 1$  ч;
- СОЕВ - коэффициент готовности не менее  $KГ = 0,9999$ , среднее время восстановления  $t_v = 2$  ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ посредством сети сотовой связи стандарта GSM. В случае аварийного отсутствия связи предусмотрен сбор информации непосредственно со счетчиков, посредством переносного инженерного пульта (ноутбук), с последующей загрузкой ее в базу данных ИВК с помощью программных средств ПО «Альфа Центр».

Регистрация событий:

а) в журнале событий счетчика:

- параметрирования,
- попыток несанкционированного доступа,
- изменения текущих значений времени и даты при синхронизации времени,
- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях,
- перерывов питания;

б) в журнале событий УСПД:

- даты начала регистрации измерений,
- перерывов электропитания,
- потери и восстановления связи со счетчиками; программных и аппаратных перезапусков, корректировки времени в УСПД и каждом счетчике, изменения ПО и параметрирования УСПД;

в) в журнале событий ИВК:

- несанкционированного изменения ПО и параметрирования АИИС КУЭ,
- перерывов электропитания,
- потери и восстановления связи со счетчиками,
- программных и аппаратных перезапусков,
- корректировки времени в ИВК, УСПД и каждом счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- путем пломбирования трансформаторов тока, промежуточных клеммников расположенных в шкафах кроссовых вторичных цепей измерения и шкафах учета, испытательных коробок, клеммников самих электросчетчиков, клеммников цепей передачи информации от электросчетчиков к УСПД, а также клеммников самих УСПД;

- путем пломбирования элементов счетчиков и УСПД, с помощью которых может осуществляться изменение параметров настройки устройств, системного времени и накопленных данных;

- путем ограничения доступа к трансформаторам тока и напряжения, счетчикам, УСПД и серверу БД (размещением технических средств в закрываемых помещениях и закрываемых шкафах);

б) защита информации на программном уровне:

- установка трех паролей для различного уровня доступа к параметрированию счетчика (пользователя, предприятия, энергоснабжающей организации);
- разграничение полномочий пользователей по доступу к изменению параметров, времени и данных (установка пароля на сервер, основной и дополнительный пароль загрузки);
- разграничение доступа к последовательным, параллельным и другим портам ЭВМ;
- автоматизированная идентификация пользователей и эксплуатационного персонала при обращении к ресурсам системы;
- регистрация входа (выхода) пользователей в систему, обращений к ресурсам и фактов попыток нарушения доступа;
- регистрация событий коррекции системного времени и данных по электроэнергии и мощности;
- обнаружение и регистрация искажений штатного состояния рабочей среды ЭВМ, вызванного вирусами, ошибками оператора, техническими сбоями или действиями посторонних лиц.

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 5 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АИИС

Наименование	Тип, модификация, обозначение	Кол.
1	2	3
Трансформатор тока измерительный	ТОЛ-10-I-8У2	6
Трансформатор напряжения измерительный	ЗНОЛ.06.04	3
Счетчики электрической энергии трехфазные	A1805-RLXQV- P4GB-DW-4	2
Контроллер	RTU-325T	1
Коммутатор	EDS-308-M-SC	1
Конвертер RS-485/Ethernet	MOXA NPort 5430i	2
Конвертер ВОЛС/Ethernet	MOXA IMC-101-M-SC-T	2
Сотовый терминал	Fargo Maestro 100	1
УССВ	УССВ-16HVS	1
Сервер базы данных	HP ProLiant	1
Программное обеспечение «Альфа Центр», версия 11.07.01.01	«MeterCat Альфа А 1800»	1
	«Конфигуратор RTU-325»	1
	«Альфа Центр» AC_SE	1

продолжение таблицы 7

1	2	3
Ведомость эксплуатационной	0264-025-ВЭ.ЭД	1
Инструкция по эксплуатации КТС	0264-025-ИЭ.ЭД	1
Паспорт-формуляр	0264-025-ФО.ЭД	1
Массив входных данных	0264-025-В6.ЭД	1
Состав выходных данных	0264-025-В8.ЭД	1
Технологическая инструкция	0264-025-И2.ЭД	1
Руководство пользователя	0264-025-И3.ЭД	1
Инструкция по формированию и ведению базы данных	0264-025-И4.ЭД	1
Методика поверки	МП-041-30007-2015	1
Методика (методы) измерений	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП-041-30007-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции «КИСК» 220/110/10 кВ с Изменением № 1, утвержденному ФГУП «СНИИМ» в апреле 2015 г.

Основное поверочное оборудование:

- миллитесламетр портативный ТП2-2У (Г. р. № 16373-08);
- мультиметр АРРА-109 (Г. р. № 20085-11);
- клещи токовые АТК-1001 (Г. р. № 43841-10);
- измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Г. р. № 23070-05);
- переносной компьютер с ПО «MeterCat Альфа А 1800», «Конфигуратор RTU-325», «Альфа Центр» АС\_РЕ.

### Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений активной и реактивной электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции «КИСК» 220/110/10 кВ» с Изменением № 1. Свидетельство об аттестации методики измерений № 236-01.00249-2015 от 29.04.2015 г.

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

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

### Изготовитель

ООО «Техпромжининг», 660127, г. Красноярск, ул. Мате Залки, 4 "Г",  
ИНН 2465209432

тел.: (391) 277-66-00, тел./факс: (391) 277-66-00.

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»).

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4., тел. (383) 210-08-14,  
факс (383) 210-1360, E-mail: [director@sniim.ru](mailto:director@sniim.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г