

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Канал измерительно-информационный системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Озинская. 1ФПГ-10 кВ ПС 110 кВ Озинская

### Назначение средства измерений

Канал измерительно-информационный системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Озинская. 1ФПГ-10 кВ ПС 110 кВ Озинская. (далее по тексту - ИИК) предназначен для измерения активной и реактивной электроэнергии в составе системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Саратовэнерго» (Регистрационный № 56004-13).

### Описание средства измерений

ИИК состоит из трех уровней:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчик активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту - Сч или Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» (Регистрационный № 17049-14), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора данных (ССД) ОАО «Саратовэнерго», сервер базы данных (СБД) ОАО «Саратовэнерго», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (Регистрационный № 51644-12), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

ИИК решает следующие задачи:

- периодически (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 минут) с УСПД и счетчика;

- периодически (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений с УСПД и счетчика;

- периодически (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (пропадание напряжения, коррекция даты, и системного времени) с УСПД и счетчика;

- передачу результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках регламента ОРЭМ;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств ИИК;

- конфигурирование и настройку параметров ИИК;

- ведение системы единого времени в ИИК;

- хранение, не менее 3,5 лет, результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передачу результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительный вход счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных, по запросу УСПД, автоматически (один раз в 30 минут), по проводным линиям связи RS-485 поступает на вход УСПД, где происходит сбор результатов измерений со счетчика и информации о состоянии средств измерений.

ССД ОАО «Саратовэнерго» при помощи ПО «Альфа ЦЕНТР» с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает УСПД и считывает 30-минутные профили счетчика за сутки и журнал событий. ССД ОАО «Саратовэнерго» осуществляет вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Данные записываются в базу данных СБД ОАО «Саратовэнерго».

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ ОАО «Саратовэнерго».

Один раз в сутки СБД ОАО «Саратовэнерго» формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «Энфорс АСКУЭ», в XML формате макета 80020 и передает его в систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети (далее по тексту - АИИС КУЭ ЕНЭС) (Регистрационный № 59086-14), в интегрированную автоматическую систему управления коммерческим учетом (далее по тексту - ИАСУ КУ) АО «АТС», филиалам ПАО «СО ЕЭС» и другим субъектам ОРЭМ, заинтересованным в получении результатов измерений через глобальную компьютерную сеть Internet.

Каналы связи не вносят дополнительной погрешности в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчика до УСПД, ССД, СБД и АИИС КУЭ ЕНЭС, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

ИИК оснащен системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ ИИК выполняет законченную функцию измерений времени на всех уровнях ИИК.

В СОЕВ входят часы счетчика, УСПД, ССД ОАО «Саратовэнерго». В качестве устройства синхронизации времени ССД ОАО «Саратовэнерго» используется УСВ-3.

Сравнение показаний часов ССД ОАО «Саратовэнерго» и УСВ-3 происходит непрерывно. Синхронизация часов ССД ОАО «Саратовэнерго» и УСВ-3 осуществляется независимо от показаний часов ССД ОАО «Саратовэнерго» и УСВ-3.

Сравнение показаний часов УСПД и ССД ОАО «Саратовэнерго» происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД и ССД ОАО «Саратовэнерго» осуществляется независимо от показаний часов ССД ОАО «Саратовэнерго» и УСПД.

Сравнение показаний часов счетчика и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов УСПД и счетчика осуществляется независимо от показаний часов счетчика и УСПД.

### Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО.

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
1	2
Наименование ПО «АльфаЦЕНТР»	
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Наименование ПО «Энфорс АСКУЭ»	
Идентификационное наименование ПО	CalcFormula
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	4d6ff01785e5e85abfb2889d93fb4aed
Идентификационное наименование ПО	DataProc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	0dda008d662634737e9cd0efb1cc401e
Идентификационное наименование ПО	Enf_ASKP
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	2ded85f96b1d71f531502d740d751801
Идентификационное наименование ПО	EnfAdmin
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	293293c506c034bf193adab36533e78f
Идентификационное наименование ПО	EnfLogon
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e223eedda21a461799b088a8502d2560
Идентификационное наименование ПО	Ev_Viewer
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	4e5e898daf8680d769a37a45cedb891b
Идентификационное наименование ПО	LoadDataFromTXT
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	7dfbcf1a4ac9672f7ebfafd3637db076
Идентификационное наименование ПО	M50080
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52da693513088e93fbf11ad09b8df286
Идентификационное наименование ПО	M80020
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	4278ac885e31698b8e0029f7bdb424c2
Идентификационное наименование ПО	M80020_Imp
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	0734719e576169db3893625fb4052a10
Идентификационное наименование ПО	M80030
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	9cfe5972d6918043ec85b8e0aff18cdc

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	M80050
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	625f522fe1a9c85b76aa3667446cd8a4
Идентификационное наименование ПО	M80070
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	7e24a0af607a7c19768283d3b066cff1
Идентификационное наименование ПО	Mon80020
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	825b0a045aa9cf499063c0f98914cb83
Идентификационное наименование ПО	Nedouchet
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	8cc210d5e52276a43c84058aa51cba38
Идентификационное наименование ПО	NewM51070
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	fe4dca14e0e333a176fc93318226bfc8
Идентификационное наименование ПО	NewMEdit
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	46951a1b6f7bc95dcc7ef9de04d9d732
Идентификационное наименование ПО	NewOpcon
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d1c09241c24b2d7bb8a62a3e5b7758b4
Идентификационное наименование ПО	NewReports
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	db5f1096751c949312006739c6087347
Идентификационное наименование ПО	XL_Report
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d1d2658e31de06cfb8bd09bf0f779f7c
Идентификационное наименование ПО	Obhod.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	7abc466be1ae1a70de6fef1cca72fcc1
Идентификационное наименование ПО	Alfa_repl.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	852315f39666bb75aa77a2263bb12431
Идентификационное наименование ПО	TradeGR.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	5b85b80c024c1e72cc9a79dd6b39070b

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

#### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИИК

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
15	1ФПГ-10 кВ ПС 110 кВ Озинская	ТОЛ-10-И-7У2 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 6570 Зав. № 6571 Зав. № 7480 Регистрационный № 47959-16	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 0590 Регистрационный № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807160157 Регистрационный № 36697-12	ЭКОМ-3000 Зав. №06061295 Регистрационный № 17049-14	УСВ-3 Зав. №0040 Регистрационный № 51644-12 АИИС КУЭ ОАО «Саратовэнерго» Регистрационный № 56004-13	Активная Реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК

Номер ИИК	cosj	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %				
		$W_{P1\%} \leq W_{Pизм} < W_{P2\%}$	$W_{P2\%} \leq W_{Pизм} < W_{P5\%}$	$W_{P5\%} \leq W_{Pизм} < W_{P20\%}$	$W_{P20\%} \leq W_{Pизм} < W_{P100\%}$	$W_{P100\%} \leq W_{Pизм} \leq W_{P120\%}$
15 ТТ-0,5S; ТН-0,5; Счетчик -0,5S	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6	±1,6
	0,9	±2,8	±2,0	±1,8	±1,8	±1,8
	0,8	±3,3	±2,2	±1,9	±1,9	±1,9
	0,7	±3,9	±2,5	±2,1	±2,1	±2,1
	0,5	±5,7	±3,5	±2,7	±2,7	±2,7
Номер ИИК	cosj	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %				
		$W_{Q1\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q2\%}$	$W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	$W_{Q5\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q20\%}$	$W_{Q20\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q100\%}$	$W_{Q100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
15 ТТ-0,5S; ТН-0,5; Счетчик -1,0	0,9	±6,7	±5,0	±4,3	±4,3	±4,3
	0,8	±5,2	±4,3	±3,8	±3,8	±3,8
	0,7	±4,6	±4,0	±3,6	±3,6	±3,6
	0,5	±4,1	±3,8	±3,4	±3,4	±3,4

Ход часов компонентов ИИК не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

1. Погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_1\%$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  нормируется от  $I_2\%$ .
  2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).
  3. В качестве характеристик погрешности ИИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
  4. Нормальные условия эксплуатации компонентов ИИК:
    - напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
    - сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos j = 0,9$  инд;
    - температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.
  5. Рабочие условия эксплуатации компонентов ИИК:
    - напряжение переменного тока питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ,
    - сила переменного тока от  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ;
    - температура окружающей среды:
      - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;
      - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
      - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
  6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005; в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;
  7. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчика электроэнергии, УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке.
- Параметры надежности применяемых в ИИК измерительных компонентов:
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
  - УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 75000 часов;
  - УСВ-3 - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.
- Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:
- для счетчика  $T_v \leq 2$  часов;
  - для УСПД  $T_v \leq 2$  часа;
  - для сервера  $T_v \leq 1$  час;
  - для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
  - для модема  $T_v \leq 1$  час.
- Защита технических и программных средств ИИК от несанкционированного доступа:
- клеммники 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, УСПД, УСВ, сервере, АРМ;
  - организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
  - защита результатов измерений при передаче.
- Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий
- фактов параметрирования счетчика;
  - фактов пропадания напряжения;
  - фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток (3,7 месяца); при отключении питания - до 12 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 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 титульный лист паспорта-формуляра ИИК типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность ИИК приведена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность ИИК

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-7У2	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	1
Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер сбора данных	IBM System x 3650M3	1
Сервер базы данных		
Методика поверки	РТ-МП-4125-500-2017	1
Паспорт - формуляр	0621/1-16.ПС	1
Программное обеспечение	АЛЬФА ЦЕНТР	1
Программное обеспечение	ЭНФОРС АСКУЭ	1

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4125-500-2017 «ГСИ. Канал измерительно-информационный системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Озинская. 1ФПГ-10 кВ ПС 110 кВ Озинская. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 17 января 2017 года.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 - по методике поверки ПБКМ. 421459.003 МП, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2009 г.;
- УСВ-3 - по методике поверки 240 00.000МП утверждённой ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2012 г.

Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Регистрационный № 27008-04);

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

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

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе: 0621/1-16.МИ «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием канала измерительно - информационного автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Озинская. 1ФПГ-10 кВ ПС 110 кВ Озинская».

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к каналу измерительно-информационному системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Озинская. 1ФПГ-10 кВ ПС 110 кВ Озинская**

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

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

#### **Изготовитель**

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел.: +7 (495) 710-93-33, Факс: +7 (495) 710-96-55

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергия Юга» (ООО «Энергия Юга»)

Адрес (юридический): 400011, г. Волгоград, ул. Электротесовская, 76

Тел.: +7 (8442) 99-04-04 доб. 1206, Факс: +7 8 (8442) 99-04-04

#### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д.31

Тел.: +7(495)544-00-00, +7(499)129-19-11, Факс: +7(499)124-99-96

E-mail: [info@rostest.ru](mailto:info@rostest.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.