

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ НПС ОАО «Черномортранснефть»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ НПС ОАО «Черномортранснефть» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325 (далее – УСПД), устройство синхронизации системного времени УССВ и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (регистрационный № 45048-10), состоящий из сервера СПО «Метроскоп», радиосервера точного времени РСТВ-01, автоматизированного рабочего места (далее – АРМ), каналообразующей аппаратуры, технических средств для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где происходит обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на верхний уровень системы. Опрос УСПД

сервером СПО «Метроскоп» выполняется с помощью волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети стандарта GSM. В сервере СПО «Метроскоп» осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени УССВ, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, и радиосервером точного времени РСТВ-01, принимающим радиосигналы времени, передаваемые ГНСС ГЛОНАСС/GPS.

Часы сервера СПО «Метроскоп» синхронизированы с радиосервером РСТВ-01, корректировка часов сервера выполняется автоматически при расхождении показаний часов с РСТВ-01 на величину более  $\pm 1$  с.

Синхронизация часов УСПД с УССВ осуществляется 1 раз в час, корректировка часов УСПД выполняется при расхождении показаний часов с УССВ на величину более  $\pm 1$  с. Погрешность хода внутренних часов УСПД  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи со счётчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более  $\pm 1$  с. Передача информации от счётчиков электрической энергии до УСПД, от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) на базе СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). ПО построено на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков, обрабатывать их, хранить в базе данных (БД), предоставлять пользователям по их запросам.

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации (механическая – пломбы, защитные марки, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и БД, электронные пароли на доступ к данным в счетчике, УСПД, сервере, предупредительные сообщения об испорченной или скорректированной информации).

Уровень доступа к данным измерений предоставляется в соответствии с правами доступа для всех заинтересованных пользователей и определяется встроенной системой аутентификации.

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ПС 110 кВ НПС ОАО «Черномортранснефть» и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наимено- вание точ- ки изме- рений	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электриче- ской энергии	УСПД		Пределы допус- каемой основ- ной от- носи- тельной погреш- ности, %	Пределы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях, %
1	НПС 5-2 ТП ОАО «Черно- мортранс- нефть»	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 10786-15 Зав. № 10990-15 Зав. № 10891-15	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1839	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т.0,2S/0,5 Зав. № 01291899	RTU- 325	актив- ная	± 1,1	± 3,0
						реак- тив- ная	± 2,3	± 4,7
2	НПС 5-1 ТП ОАО «Черно- мортранс- нефть»	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 11004-15 Зав. № 11040-15 Зав. № 10782-15	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1567	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т.0,2S/0,5 Зав. № 01291898	Зав. № 001414	актив- ная	± 1,1	± 3,0
						реак- тив- ная	± 2,3	± 4,7

\*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности указаны границы интервала (соответствующие вероятности 0,95) относительной погрешности измерения активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале усреднения 0,5 ч.

2 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05) Ун; ток (1,0 – 1,2) Ин;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.; частота (50 ± 0,2) Гц;
- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С.

### 3 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока  $(0,01 - 1,2)I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,5 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения  $(0,9 - 1,1)U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока  $(0,01 - 1,2)I_{Н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ )  $0,5 - 1,0$  ( $0,5 - 0,87$ ); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 65 °С;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 10 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $2 \% I_{ном} \cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, как указаны в таблице 2. Допускается замена сервера, УСПД, УССВ и РСТВ-01 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- RTU-325 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч;
- УССВ – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- РСТВ-01 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 55\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

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 оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике.
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика электрической энергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчика электрической энергии;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 300 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- RTU-325 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 90 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ НПС ОАО «Черномортранснефть» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество, шт
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-11	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ	—	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Сервер	IBM System x3650 M3	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	П1100532.063-АУЭ.ФО	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 63542-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ НПС ОАО «Черномортранснефть». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в феврале 2016 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- RTU-325 – в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- радиосервер РСТВ-01 – в соответствии с документом «Радиосерверы точного времени РСТВ-01. Методика поверки» ПЮЯИ.468212.039МП, утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.11.2011 г.

Перечень основных средств поверки:

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ НПС ОАО «Черномортранснефть». Руководство пользователя» П1100532.063-АУЭ.ЭД.ИЗ.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ НПС ОАО «Черномортранснефть»**

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.

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

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЕРСМ Сибири» (ООО «ЕРСМ Сибири») Юридический адрес: 660062, г. Красноярск, ул. Телевизорная, д. 7А, стр. 5, офис 10/1 ИНН 2463242025  
Тел.: (391) 205-20-24  
E-mail: [info@epcmsiberia.ru](mailto:info@epcmsiberia.ru), [www.epcmsiberia.ru](http://www.epcmsiberia.ru)

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго») Юридический адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ») Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. ба  
Тел./факс: (4712) 53-67-74  
E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30048-11 от 15.08.2011 действителен до 1 декабря 2016 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.