

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Березовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия» модернизированная с Изменением № 1

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Березовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия» модернизированной с Изменением № 1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Березовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия» модернизированной, Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.005.A № 49107, регистрационный № 52066-12 и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 30, 31.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Березовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия» модернизированная с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счётчики активной и реактивной электроэнергии по

ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

2-й уровень – устройства сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» со встроенным устройством синхронизации времени на GPS-приемнике и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя устройство синхронизации времени на GPS-приемнике, входящее в состав УСПД, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. Время часов УСПД синхронизировано с сигналами точного времени от GPS-приемника. Коррекция времени часов сервера выполняется один раз в сутки при достижении допустимого расхождения времени часов сервера и УСПД на  $\pm 3$  с. Сличение времени часов счетчиков и УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, коррекция времени часов счетчиков происходит при расхождении со временем часов УСПД на  $\pm 3$  с. Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств.

### Программное обеспечение

Состав и идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ БГРЭС представлены в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения, используемого в АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Наименование модуля ПО	ПК «Энергосфера»
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1

Окончание таблицы 1

1	2
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса), 6c38ccdd09ca8f92d6f96ac33d157a0e (для 64-разрядного сервера опроса)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер точки измерений и наименование присоединения	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологич. характеристик.	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/сервер		Основная погрешн., %	Погрешн. в раб. усл., %
1	2	3	4	5	6	7	8
30 Генератор ТГ-3	GSR 1080/840 У3 30000/5 Кл. т. 0,2S	УКМ36 24000/√3:100/√3: 100/√3:100 Кл. т. 0,2	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	УСПД ЭКОМ-3000, Сервер IBM x3550 M3	Актив- ная,  Реак- тивная	± 0,6  ± 1,3	± 1,0  ± 1,9
31 ВЛ-500 кВ Березовская ГРЭС – Итатская №3	ТФЗМ-525-II- IV-У1 2000/1 Кл. т. 0,2S	НДКМ-500- III-УХЛ1 500000/√3:100/ √3:100/√3:100 Кл. т. 0,2	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5				

#### Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05)  $U_{НОМ}$ ; ток (1 – 1,2)  $I_{НОМ}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1)  $U_{НОМ}$ ; ток (0,01–1,2)  $I_{НОМ}$ ; 0,5 инд.,  $\cos \varphi \geq 0,8$  емк.
  - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60 до плюс 50 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 60 °С; для сервера от плюс 10 до плюс 35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05  $I_{НОМ}$ ,  $\cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 до плюс 30 °С;
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвер-

жденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Надежность применяемых в системе компонентов:

– электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее 35000 ч, среднее время восстановления работоспособности не более 7 суток;

– УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 35000 ч, среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч;

– ИВК - коэффициент готовности – не менее 0,95; среднее время восстановления работоспособности не более 168 ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания УСПД 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;

– выключение и включение УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– электросчётчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– УСПД;

– сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

– электросчетчика;

– УСПД;

– сервер.

Возможность коррекции времени в:

– электросчетчиках (функция автоматизирована);

– УСПД (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерения приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбор результатов измерений – 1 раз в полчаса, час, сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток;
- УСПД - хранение информации не менее 35 суток; хранение информации при отключении питания не менее 1 года;
- сервер БД - хранение информации не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Регистрационный №	Количество
Трансформатор тока GSR 1080/840 У3	25477-08	3
Трансформатор тока ТФЗМ-525-II-IV-У1	49375-12	3
Трансформатор напряжения УКМ36	51204-12	3
Трансформатор напряжения НДКМ-500-III-УХЛ1	38001-08	3
Счетчик А1802RALXQ-P4GB-DW-4	31857-11	2
УСПД ЭКОМ-3000	17049-09	1
Сервер IBM x3550 M3	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 52066-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Березовская ГРЭС» ОАО «Э.ОН Россия» модернизированная с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 15 сентября 2014 г.

Средства поверки на измерительные компоненты:

- средства поверки ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики Альфа А1800 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;

- УСПД «ЭКОМ-3000» – по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Э.ОН Россия» филиал «Березовская ГРЭС» модернизированная. Паспорт-формуляр».

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».  
ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».  
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

– осуществление торговли.

**Изготовитель**

ООО «Прософт-Системы»  
Юридический адрес: 620062, г. Екатеринбург, пр. Ленина, д.95, кв.16  
Почтовый адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а  
Тел.: (343) 356-51-11  
Факс (343) 310-01-06  
E-mail: [info@prosoftsystems.ru](mailto:info@prosoftsystems.ru)  
Сайт: <http://www.prosoftsystems.ru>

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)  
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46  
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;  
E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)  
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

«\_\_\_»\_\_\_\_\_2014 г.

М.П.