

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ветроэлектрической станции в Ульяновской области ПАО «Фортум»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ветроэлектрической станции в Ульяновской области ПАО «Фортум» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S в режиме измерений активной электроэнергии и 0,5 в режиме измерений реактивной электроэнергии, технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура) установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер, обеспечивающий функции сбора, хранения, предоставления результатов измерений; автоматизированные рабочие места (АРМ), установленные на объекте, и АРМ, обеспечивающие удаленный доступ; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

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

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование унифицированных сигналов в значения измеряемых величин, получение данных, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем - третьем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации. Один раз в сутки сервер ИВК АИИС КУЭ автоматически формирует файл с результатами измерений в формате XML. Передача коммерческой информации с верхнего уровня АИИС КУЭ в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС», АО «СО ЕЭС», смежным субъектам ОРЭ, сетевым организациям осуществляется в ручном режиме по электронной почте в виде электронного документа XML (80020, 80040, 80050) с подтверждением его подлинности электронной подписью ответственного сотрудника исполнительного аппарата ПАО «Фортум». Для обмена информацией используется резервированный канал связи (интернет-соединение).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на уровне ИВКЭ, созданной на основе ГЛОНАСС/GPS приемника, встроенного в УСПД. СОЕВ предназначено для измерения (формирования, счета) текущих значений даты и времени (с коррекцией времени, осуществляемой по сигналам спутников глобальной системы позиционирования - ГЛОНАСС/GPS). Источником сигналов точного времени является встроенный в УСПД ГЛОНАСС/GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более ± 1 мс.

УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем ± 2 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО на базе программного комплекса (ПК) «Энергосфера».

ПК «Энергосфера» предназначен для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений, Доступ к ПК «Энергосфера» с целью параметрирования и считывания данных защищен паролями ПК «Энергосфера» и паролем операционной системы в соответствии с правами доступа.

Программное обеспечение счетчиков электрической энергии защищено от параметрирования и считывания данных паролями в соответствии с правами доступа.

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является программный модуль сервера опроса «Библиотека» с наименованием файла pso_metr.dll. Данный модуль выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2BB7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 соответствует уровню «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИК

Наименование присоединения		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1		2	3	4	5
1	ПС 110 кВ ВЭС, ОРУ 110 кВ, ввод В 110 Т-1 со стороны линейного портала	ТОГФ-110 300/1 Кл. т. 0,2s Пер. № 61432-15	ЗНОГ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 61431-15	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14
2	ПС 110 кВ ВЭС, ОРУ 110 кВ, ввод В 110 Т-2 со стороны линейного портала	ТОГФ-110 300/1 Кл. т. 0,2s Пер. № 61432-15	ЗНОГ-110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 61431-15	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
3	КТП 1, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 1	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Пер. № 64182-16	ТТВ050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
4	КТП 2, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 2	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Пер. № 64182-16	ТТВ050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
5	КТП 3, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 3	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Пер. № 64182-16	ТТВ050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
6	КТП 4, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 4	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Пер. № 64182-16	ТТВ050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
7	КТП 5, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 5	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Пер. № 64182-16	ТТВ050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
8	КТП 6, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 6	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Пер. № 64182-16	ТТВ050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
9	КТП 7, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 7	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Пер. № 64182-16	ТТВ050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
10	КТП 8, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 8	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Пер. № 64182-16	ТТВ050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Пер. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	КТП 9, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 9	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Рег. № 64182-16	ТТV050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
12	КТП 10, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 10	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Рег. № 64182-16	ТТV050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
13	КТП 11, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 11	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Рег. № 64182-16	ТТV050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
14	КТП 12, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 12	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Рег. № 64182-16	ТТV050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
15	КТП 13, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 13	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2s Рег. № 64182-16	ТТV050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
16	КТП 14, ввод 0,69 кВ от ВЭУ 14	ТШЛ-0,66 3000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 64182-16	ТТV050 800:√3/100:√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 45808-10	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Примечания:

1 Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 7746-2015 трансформаторы напряжения изготовлены по ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 1983-2015, счетчики изготовлены по ГОСТ 31819.22-2012, в режиме измерения активной электроэнергии и ТУ 4228-011-29056091-11 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

3 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера однотипных ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1-16	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, ($\pm\delta$), с		5	

Продолжение таблицы 3

<p>Примечания к таблице 3:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3. Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2\% I_{ном} \cos j = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 30°C.</p>

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК АИИС КУЭ	16
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности, $\cos j$</p> <p>температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,87</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности, $\cos j$</p> <p>температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$:</p> <p>для ТТ и ТН</p> <p>для счетчиков</p> <p>для УСПД</p> <p>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1(2) до 120</p> <p>от 0,5 инд до 0,8 емк</p> <p>от -60 до +40</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от 0 до +40</p> <p>0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>среднее время наработки до отказа, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p> <p>УСПД:</p> <p>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>- среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>ИВК:</p> <p>коэффициент готовности, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>165000</p> <p>72</p> <p>88000</p> <p>24</p> <p>0,99</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>ИВКЭ:</p> <p>- суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее</p> <p>ИВК:</p> <p>- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45</p> <p>45</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью системы гарантированного электропитания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по двум каналам связи;

Журналы событий счетчиков электроэнергии фиксируют время и даты наступления событий:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

В Журнале событий ИВКЭ автоматически фиксируются время и даты наступления следующих событий:

- ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- попыток несанкционированного доступа;
- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
- перезапусков ИВКЭ;
- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- результатов самодиагностики;
- отключения питания.

Журнал событий ИВК фиксирует:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величину синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.,

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных измерительных цепей;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ-0,66	42
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6
Трансформаторы напряжения	ТТВ050	39
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4GB-DW-4	16
УСПД	ЭКОМ-3000	1
Методика поверки	МП 206.1-047-2018	1
Паспорт-Формуляр	Э-843-1-ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-047-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ветроэлектрической станции в Ульяновской области ПАО «Фортум». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «28» февраля 2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН - по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- для счетчиков Альфа А1800 по документам: ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденному в 2012 г.;
- для УСПД ЭКОМ-3000 - в соответствии с методикой «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 27008-04;
- термогигрометр «CENTER» (мод. 315), рег. № 22129-04.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ветроэлектрической станции в Ульяновской области ПАО «Фортум»

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 «Энрима-Системс» (ООО «Энрима-Системс»)

ИНН 5906124484

Юридический адрес: 614017, РФ, Пермский край, г. Пермь, ул. Уральская, д. 93

Адрес: 614033, РФ, Пермский край, г. Пермь, ул. Куйбышева, д. 118, офис 402

Телефон/факс: +7 (342) 249-48-38

Web-сайт: www.enrima.ru

E-mail: info@enrima.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.