

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-1

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-1 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер приложений и баз данных (сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределённой среде виртуализации VMware vSphere High Availability, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации каналов приёма-передачи информации и разграничения прав доступа к информации.

Первичные 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, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мгновенных значений мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации, а также отображение информации на АРМах.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи в сети Internet в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым системным временем.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-3, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) и транслирующего шкалу времени в цифровой форме по последовательному порту по протоколу NMEA 0183 на сервер. Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется один раз в сутки при расхождении времени часов сервера и системы глобального позиционирования более  $\pm 2$  с. Сличение времени часов счетчиков АИИС КУЭ с временем часов сервера происходит при каждом опросе, но не реже 1 раза в 30 минут. Корректировка времени встроенных часов счетчика осуществляется автоматически один раз в сутки, при расхождении времени часов счетчиков с временем часов сервера более  $\pm 3$  с. От сервера также обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ АИИС КУЭ.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО ac_metrology.dll	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав, метрологические и технические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ГРУ-6 кВ, Генератор 3	ТПШЛ-10 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 4000/5 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег.) № 1423-60	НТМИ-6-66 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	УСВ-3 рег. № 64242-16/  WМware vSphere High Availability
2	ГРУ-6 кВ, Генератор 4	ТПШЛ-10 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 4000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
3	ГРУ-6 кВ, Генератор 6	ТПШФ К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 2000/5 рег. № 519-50	НТМИ-6-66 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 2611-70	ЕА02RL-В-4 К <sub>т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
4	ГРУ-6 кВ, Генератор 7	ТЛШ-10 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 4000/5 рег. № 11077-89	НТМИ-6-66 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М К <sub>т</sub> = 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
5	Трансформатор связи Т-3, ввод 6 кВ	ТЛШ-10 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 4000/5 рег. № 11077-89	НТМИ-6-66 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 2611-70	ЕА05RAL-В-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
6	Трансформатор связи Т-4, ввод 6 кВ	ТЛШ-10 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 4000/5 рег. № 11077-89	НТМИ-6-66 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 2611-70	ЕА05RAL-В-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
7	ОРУ-110 кВ, ВЛ «Шинная»	ТФЗМ-110Б-IV К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 600/5 рег. № 26422-04	НКФ-110 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 110000:√3/100:√3 рег. № 26452-04	ЕА05RAL-В-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
8	ГРУ-6 кВ, 1 секция, фидер 14	ТПОФ К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 600/5 рег. № 518-50	НОМ-6-77 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 17158-98	ЕА05RL-В-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ГРУ-6 кВ, 1 секция, фидер 16	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 750/5 рег. № 518-50	НОМ-6-77 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 17158-98	EA05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	<p>UCB-3 рег. № 64242-16/  WMware vSphere High Availability</p>
10	ГРУ-6 кВ, 1 секция, фидер 22	ТПФМ-10 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 400/5 рег. № 814-53	НОМ-6-77 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 17158-98	EA05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
11	ГРУ-6 кВ, 1 секция, фидер 30	ТПОЛ-10 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 1261-59	НОМ-6-77 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 17158-98	EA05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
12	ГРУ-6 кВ, 1 секция, фидер 32	ТПФМ-10 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 400/5 рег. № 814-53	НОМ-6-77 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 17158-98	EA05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
13	ГРУ-6 кВ, 1 секция, фидер 34	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 518-50	НОМ-6-77 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 17158-98	EA05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
14	ГРУ-6 кВ, 1 секция, фидер 36	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 Зав. № 82661; -; 82648 рег. № 518-50	НОМ-6-77 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 17158-98	EA05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 Зав. № 01135121 рег. № 16666-97	
15	ГРУ-6 кВ, 1 секция, фидер 38	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 518-50	НОМ-6-77 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 17158-98	EA05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
16	ГРУ-6 кВ, 1 трансфер, фидер 12	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 518-50	НОЛ.08 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
17	ГРУ-6 кВ, 1 трансфер, фидер 18	ТПОЛ-10 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 1261-59	НОЛ.08 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
18	ГРУ-6 кВ, 1 трансфер, фидер 24	ТПОЛ-10 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 400/5 рег. № 1261-02	НОЛ.08 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
19	ГРУ-6 кВ, 1 трансфер, фидер 40	ТЛП-10-2 К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 рег. № 30709-11	НОЛ.08 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ГРУ-6 кВ, 1 трансфер, фидер 67	ТПОФ К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 1000/5 рег. № 518-50	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
21	ГРУ-6 кВ, 1 трансфер, фидер 69	ТВЛМ-10 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 1000/5 рег. № 1856-63	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
22	ГРУ-6 кВ, 2 секция, фидер 13	ТПОЛ-10 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 400/5 рег. № 1261-02	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
23	ГРУ-6 кВ, 2 секция, фидер 15	ТПОФ К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 1000/5 рег. № 518-50	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
24	ГРУ-6 кВ, 2 секция, фидер 19	ТПОЛ-10 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 400/5 рег. № 1261-02	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
25	ГРУ-6 кВ, 2 секция, фидер 21	ТПФ К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 400/5 рег. № 517-50	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	UCB-3 рег. № 64242-16/
26	ГРУ-6 кВ, 2 секция, фидер 23	ТПОЛ-10 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 400/5 рег. № 1261-02	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	WMware vSphere High Availability
27	ГРУ-6 кВ, 2 секция, фидер 25	ТПЛ-10-М К <sub>т</sub> = 0,5S К <sub>тт</sub> = 400/5 рег. № 47958-11	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
28	ГРУ-6 кВ, 2 секция, фидер 27	ТПОЛ-10 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 600/5 рег. № 1261-02	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
29	ГРУ-6 кВ, 2 секция, фидер 31	ТЛП-10-2 К <sub>т</sub> = 0,5S К <sub>тт</sub> = 300/5 рег. № 30709-05	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
30	ГРУ-6 кВ, 2 секция, фидер 33	ТПОФ К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 1000/5 рег. № 518-50	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-07	
31	ГРУ-6 кВ, 2 трансфер, фидер 5	ТПОЛ-10 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 600/5 рег. № 1261-59	НОЛ.08 К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тн</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	EA05RL-B-4 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	ГРУ-6 кВ, 2 трансфер, фидер 5А	ТПОЛ-10 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 1261-59	НОЛ.08 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	ЕА05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	УСВ-3 рег. № 64242-16/  WMware vSphere High Availability
33	ГРУ-6 кВ, 2 трансфер, фидер 11	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 518-50	НОЛ.08 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	ЕА05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
34	ГРУ-6 кВ, 2 трансфер, фидер 17	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 518-50	НОЛ.08 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	ЕА05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
35	ГРУ-6 кВ, 2 трансфер, фидер 29	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 600/5 рег. № 518-50	НОЛ.08 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 3345-04	ЕА05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
36	ГРУ-6 кВ, 3 секция, фидер 54	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 518-50	НАМИ-10-95 УХЛ2 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 20186-00	ЕА05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
37	ГРУ-6 кВ, 3 секция, фидер 58	ТПОЛ-10 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 20186-00	ЕА05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-07	
38	ГРУ-6 кВ, 3 секция, фидер 59	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 518-50	НАМИ-10-95 УХЛ2 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 20186-00	ЕА05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
39	ГРУ-6 кВ, 3 секция, фидер 61	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 518-50	НАМИ-10-95 УХЛ2 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 20186-00	ЕА05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
40	ГРУ-6 кВ, 3 секция, фидер 66	ТПОФ К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 рег. № 518-50	НАМИ-10-95 УХЛ2 К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 рег. № 20186-00	ЕА05RL-B-4 К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
41	Столовая, сборка 0,4 кВ, 2 с.ш., КЛ-0,4 кВ	ТТН-Ш К <sub>т</sub> = 0,5 К <sub>тт</sub> = 50/5 рег. № 41260-09	-	ПСЧ- 4ТМ.05МД.05 К <sub>т</sub> = 0,5S/1,0 рег. № 51593-12	УСВ-3 рег. № 64242-16/  WMware vSphere High Availability

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.

3. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИИК

Метрологические характеристики ИИК (активная энергия)									
Номер ИИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИИК ( $\pm\delta$ ), %				Границы интервала относительной погрешности ИИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1-4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,4	2,8	5,4	1,9	2,5	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,2	1,5	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,3	1,4	2,3
5-18; 20-26; 28, 30-40 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,5	2,9	5,5	2,3	2,9	3,2	5,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	3,0	1,7	2,0	2,2	3,4
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,1	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7
19, 27, 29  (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	2,4	2,7	4,9	2,4	2,8	3,1	5,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	3,1	1,7	2,0	2,2	3,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7
41  (ТТ 0,5; ТН -; Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,4	2,8	5,4	2,2	2,8	3,1	5,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,3	1,5	2,7	1,6	1,6	2,0	3,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,1	1,9	1,5	1,5	1,8	2,4
Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)									
Номер ИИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИИК ( $\pm\delta$ ), %		Границы интервала относительной погрешности ИИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %					
		$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )	$\cos \varphi = 0,8$ ( $\sin \varphi = 0,6$ )	$\cos \varphi = 0,5$ ( $\sin \varphi = 0,87$ )				
1	2	3	4	5	6				
1, 2, 4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,5	4,7	2,9				
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,8	2,0				
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,4	1,8				



Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
3 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,4	2,6	4,5	2,7
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,4	1,5	2,5	1,6
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
5-18; 20-26; 28; 31-36; 38-40 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,7	2,9	5,2	3,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,6	1,8	3,0	2,3
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,1	1,5	2,5	2,1
19, 27, 29 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,9	3,2	6,2	4,4
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	3,0	2,1	3,7	2,8
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,1	1,5	2,6	2,1
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,1	1,5	2,5	2,1
30; 37 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,6	3,0	5,6	4,3
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,6	1,8	4,1	3,5
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,1	1,5	3,8	3,4
41 (ТТ 0,5; ТН -; Сч 1,0)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,5	2,9	5,5	4,2
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,4	1,6	4,0	3,5
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,8	1,3	3,7	3,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ( $\pm\Delta$ ), с		5			

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности  $P = 0,95$ .
3. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - сила тока, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности, <math>\cos\varphi</math> температура окружающей среды, °С - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005; ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005; ГОСТ 31819.23-2012</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87  от +21 до +25  от +18 до +22 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{ном}</math> - сила тока, % от <math>I_{ном}</math> - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСВ-3</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub>  от -10 до +35 от -40 до +60 от -25 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Устройство синхронизации времени УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>220000 2 165000 2 50000 72 80000 72 45000 0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45  3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

- в журналах событий счетчика и сервера фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере 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).

### Знак утверждения типа

Наносится на титульные листы эксплуатационной документации типографическим способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5. Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПШФ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	9 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-IV	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПОФ	32 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	20 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10-2	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПФ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТТН-Ш	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1 шт.

Продолжение таблицы 5

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	20 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	35 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер на базе виртуальной машины	WMware vSphere High Availability	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-066-2019	1 экз.
Формуляр	ПКФР.411711.001.ФО	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП-312235-066-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-1. Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 21.06.2019 г.

Основные средства поверки:

- 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 МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$ ... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки 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;

- электросчетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации», Часть 2 «Методика поверки», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;

- счетчика электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МД – в соответствии с документом «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МД. Руководство по эксплуатации Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.177РЭ1, утвержденным руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.09.2012 г.;

- счетчиков электроэнергии ЕвроАЛЬФА – по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;

- счетчиков электрической энергии ЕвроАльфа – в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованным с ФБУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;

- устройства синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с документом РТ-МП-3124-441-2016 «Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Ростест-Москва» 23.03.2016 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
- прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).

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 документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-1», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Ярославской ТЭЦ-1**

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**

Публичное акционерное общество «Территориальная генерирующая компания №2» (ПАО «ТГК-2»)

ИНН 7606053324

Адрес: 150003, г. Ярославль, ул. Пятницкая, д. 6

Телефон: +7 (4852) 79-70-86

E-mail: [energy@tgc-2.ru](mailto:energy@tgc-2.ru)

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром» (ООО «РусЭнергоПром»)

ИНН 7725766980

117218, г. Москва, ул. Большая Черёмушкинская, д. 25, стр. 97, этаж 3, к. 309

Телефон/факс: +7 (499) 397-78-12/753-06-78

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

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»  
(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: [encomplex@yandex.ru](mailto:encomplex@yandex.ru)

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.