

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала Верхнетагильская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала Верхнетагильская ГРЭС АО "Интер РАО -Электрогенерация", входящая в состав автоматизированной системы информационного обеспечения (АСИО), предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии переданной и потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- измерение мгновенных значений  $P$ ,  $Q$ ,  $S$ ,  $F$ ,  $U$ ,  $I$ ,  $\cos\phi$ , с дискретностью 1 секунда от передачи и хранения данных в сервере системы;
- составление отчетов по суммарным данным с дискретностью 1, 3, 5, 10, 15, 30, 60 минут, сутки, месяц;
- 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 (ОРЭ) и смежным субъектам результатов измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- контроль телесостояний главной электрической схемы, основных защит, доступ в помещения и к компонентам системы;
- диагностика и мониторинг метрологических характеристик системы;
- измерение температуры наружного воздуха и помещений с отображением у диспетчера на экранной форме;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- сведение балансов по ГРЭС, шинам, трансформаторам, блокам станции;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).
- замещение отсутствующих данных в режиме реального времени и довосстановление информации после устранения причин сбоев.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2; 0,5 и 1 по ГОСТ 1983-

2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа EPQS 122.21.12LL , EPQS 122.23.17 LL, EPQS 122.23.27 LL в ГР №25971-06 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 по каждому присоединению (измерительному каналу), указанных в таблице 2 (48 точек измерений).

2-й уровень - измерительно-вычислительные комплексы энергоустановок (ИВКЭ), включают в себя локальные устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа ТК-16L в ГР №27781-04, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, источники бесперебойного питания и специализированное программное обеспечение (ПО);

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер сбора и базы данных АПК «Телескоп+» в ГР №27781-04, приемник сигналов точного времени Trimble Acutime 2000 GPS, автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи.

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 1 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 1с мощности, вычисляется для интервалов времени 1с. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы локального УСПД (уровень – ИВКЭ), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по внутренним каналам связи на верхний уровень системы (уровень – ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов: резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача данных в ОАО «АТС» и организации - участники ОРЭ организована по выделенному каналу доступа в сеть Интернет через ЛВС филиала Верхнетагильская ГРЭС АО "Интер РАО-Электрогенерация" по электронной почте. Данные передаются в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени (УССВ) - приемник точного времени Trimble Acutime 2000 GPS, от которого происходит коррекция времени сервера. Сервер ежесекундно сравнивает собственное время со временем УССВ, при превышении порога  $\pm 1$ с происходит коррекция времени сервера. Сличение времени УСПД со временем сервера осуществляется при каждом сеансе связи. При расхождении времени более  $\pm 1$ с сервер производит корректировку времени в УСПД. Сличение времени УСПД и счетчиков осуществляется каждые 30 минут. При расхождении времени более  $\pm 2$ с УСПД производит корректировку времени в счетчиках.

Погрешность системного времени 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 в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется аппаратно - программный комплекс (АПК) для автоматизации учета энергоресурсов «ТЕЛЕСКОП+», включающий в себя сервер сбора и базы данных (ССБД), программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Программные средства ССБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО «Телескоп+» версия 4.04, ПО СОЕВ. Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения «ТЕЛЕСКОП+» версия 4.0.4 приведены в Таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1.Наименование ПО	Сервер сбора данных
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c
2.Наименование ПО	Пульт диспетчера
Идентификационное наименование ПО	PD_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f
3.Наименование ПО	АРМ Энергетика
Идентификационное наименование ПО	ASCUE_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

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

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчётные коэффициенты, которые используются для пересчёта токов и напряжений, считанных со счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа – паролем, опломбированием УСПД и фиксацией изменений в журнале событий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты (с разграничением прав доступа, использование ключевого носителя, пароли), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений.

### Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов, входящих в измерительный канал АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений представлен в Таблице 2.

Таблица 2

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Пределы основной относительной погрешности, %	Пределы относительной погрешности в рабочих условиях, %
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТГ-1	ТПШФ-20 6000/5, КТ 0,5 №2671 №2748 №2479	ЗНОЛ.06-15У3 13800:√3/100:√3 КТ 0,5 №7873 №2292 №7875	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389253	ТК 16L №200703008	Активная, Реактивная	±1,3 ±1,8	±3,2 ±4,5
2	ТГ-4	ТПШФ-20 6000/5, КТ 0,5 №1900 №1895 №1897	ЗНОЛ.06-15У3 13800:√3/100:√3 КТ 0,5 №7874 №8352 №8410	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389256			±1,3 ±1,8	±3,2 ±4,5
3	ТГ-5	ТПШФА-20 6000/5, КТ 0,5 №1441 №1440 №1437	НТМИ-18 13800/100, КТ 0,5 №674491	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389358			±1,3 ±1,8	±3,2 ±4,5
4	ТГ-6	ТПШФ-20 6000/5, КТ 0,5 №1631 №2335 №1633	ЗНОЛ.06-15У3 13800:√3/100:√3 КТ 0,5 №3168 №3167 №3166	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389258			ТК 16L №200703029	±1,3 ±1,8
5	ТГ-7	ТШЛ-20 10000/5, КТ0,5 №1853 №1801 №1569	ЗНОМ-15 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 №154 №155 №157	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389355	ТК 16L №200703017		±1,3 ±1,8	±3,2 ±4,5
6	ТГ-8	ТШЛ-20 10000/5, КТ0,5 №321 №327 №328	ЗНОМ-15 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 №183 №195 №196	EPQS 122.23.27LL КТ 0,2S/0,5 №1132623			±1,2 ±2,1	±2,9 ±5,3
7	ТГ-9	ТШЛ-20 10000/5, КТ0,5 №1722 №1849 №1643	ЗНОМ-15 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 №275 №253 №256	EPQS 122.23.27LL КТ 0,2S/0,5 №1132615			±1,2 ±2,1	±2,9 ±5,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ТГ-10	ТШЛ-20 10000/5, КТ0,5 №1778 №1802 №1792	ЗНОМ-15 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 №574 №563 №10199	EPQS 122.23.27LL КТ 0,2S/0,5 №1132616	ТК 16L №200703017	Актив- ная, Реак- тив- ная	±1,2 ±2,1	±2,9 ±5,3
9	ТГ-11	ТШЛ-20 10000/5, КТ 0,5 №2381 №2379 №2531	ЗНОМ-15 15000:√3/100:√3 КТ 0,5 №12307 №598 №10545	EPQS 122.23.27LL КТ 0,2S/0,5 №1132618	ТК 16L №200703030		±1,2 ±2,1	±2,9 ±5,3
10	ОРУ-110кВ яч.3 ВЛ-110кВ ВТГРЭС- Верба-1	ТВ-110-IX 200/5 КТ 0,5 №427 №425 №428	СПБ-123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8735859 №8735860 №8735861	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389291	ТК 16L №200703003		±1,2 ±1,6	±3,1 ±4,4
11	ОРУ-110кВ яч.5 ВЛ-110кВ ВТГРЭС- Верба-2	ТВ-110-IX 200/5 КТ 0,5 №429 №424 №426	СПБ-123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8777839 №8777841 №8777840	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389292			±1,2 ±1,6	±3,1 ±4,4
12	ОРУ-110кВ яч.7 ВЛ-110кВ ВТГРЭС- Карпушиха	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №256 №296 №346	СПБ-123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8735859 №8735860 №8735861	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389293			±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4
13	ОРУ-110кВ яч.9 ВЛ-110кВ ВТГРЭС- НЦЗ	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №324 №392 №388	СПБ-123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8777839 №8777841 №8777840	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389294			±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4
14	ОРУ-110кВ яч.11 ВЛ-110 кВ ВТГРЭС- Таволги	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №338 №340 №290	СПБ-123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8735859 №8735860 №8735861	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389295			±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4
15	ОРУ-110кВ яч.13 ВЛ-110кВ ВТГРЭС- Рудянка	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №322 №285 №272	СПБ-123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8777839 №8777841 №8777840	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389296			±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	ОРУ-110кВ яч.15 ВЛ-110кВ ВТГРЭС- Первомайск ая-6	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №263 №389 №354	СПВ-123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8777839 №8777841 №8777840	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389297	ТК 16L №200703003	Актив- ная, Реак- тив- ная	±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4
17	ОРУ-110кВ яч.17 ВЛ-110кВ ВТГРЭС- Первомайск ая-3	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №273 №246 №267	СПВ-123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8735859 №8735860 №8735861	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389298			±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4
18	ОРУ-110кВ яч.19 ВЛ-110кВ ВТГРЭС- Первомайск ая-4	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №293 №271 №344	СПВ-123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8777839 №8777841 №8777840	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5S/0,5 №1125730			±1,2 ±1,9	±2,9 ±4,9
19	ОРУ-110кВ яч.21 ВЛ-110кВ ВТГРЭС- Первомайск ая-5	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №251 №275 №262	СПВ-123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8735859 №8735860 №8735861	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389300			±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4
20	ОРУ-110кВ яч.23 ОМВ-1сек	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №264 №281 №274/1	СПВ-123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8735859 №8735860 №8735861	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389301			±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4
21	ОРУ-110кВ яч.33 ВЛ-110 кВ ВТГРЭС- Смолино-5	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №247 №274 №268	НКФ-110 110000:√3/100:√3 КТ 1,0 №667013 №671228 №671221	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389302			±1,8 ±2,5	±3,2 ±4,8
22	ОРУ-110кВ яч.35 ВЛ-110кВ ВТГРЭС- Смолино-1	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №275/1 №270 №302	НКФ-110 110000:√3/100:√3 КТ 1,0 №671227 №671214 №671219	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389303			±1,8 ±2,5	±3,2 ±4,8
23	ОРУ-110кВ яч.37 ВЛ-110кВ ВТГРЭС- Смолино-2	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №2979 №283 №265	НКФ-110 110000:√3/100:√3 КТ 1,0 №667013 №671228 №671221	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389304			±1,8 ±2,5	±3,2 ±4,8

1	2	3	4	5	6	7	8	9				
24	ОРУ-110кВ яч.39 ОМВ-2сек	ТВ-110-IX 600/5 КТ 0,5S №323 №341 №266	НКФ-110 110000:√3/100:√3 КТ 1,0 №671227 №671214 №671219	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389305	ТК 16L №200703003		±1,8 ±2,5	±3,2 ±4,8				
25	ОРУ-220кВ яч.1 ВЛ-220кВ ВТГРЭС- Первомайск кая-1	JKF 245 1000/5 КТ 0,5S №2011.3308.02 /001 №2011.3308.02 /002 №2011.3308.02 /003	CPB-245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8777842 №8777844 №8777843	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389306					±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4		
26	ОРУ-220кВ яч.3 ВЛ-220кВ ВТГРЭС- Первомайск ая-2	JKF 245 1000/5 КТ 0,5S №2011.3308.02 /004 №2011.3308.02 /005 №2011.3308.02 /006	CPB-245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8813422 №8813421 №8813420	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389307					±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4		
27	ОРУ-220кВ яч.4 ОМВ	JKF 245 2000/5 КТ 0,5S №2011.3308.03 /004 №2011.3308.03 /005 №2011.3308.03 /006	CPB-245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8813422 №8813421 №8813420	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389308			ТК 16L №200703028	Актив ная, Реак тив ная	±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4		
28	ОРУ-220кВ яч.7 ВЛ-220кВ ВТГРЭС- Песчаная-3	JKF 245 1000/5 КТ 0,5S №2011.3308.02 /010 №2011.3308.02 /011 №2011.3308.02 /012	CPB-245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8777842 №8777844 №8777843	EPQS 122.23.27LL КТ 0,2S/0,5 № 1123895							±1,2 ±2,1	±2,6 ±5,0
29	ОРУ-220кВ яч.5 ВЛ-220кВ ВТГРЭС- Песчаная-4	JKF 245 1000/5 КТ 0,5S №2011.3308.02 /007 №2011.3308.02 /008 №2011.3308.02 /009	CPB-245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8813422 №8813421 №8813420	EPQS 122.23.27LL КТ 0,2S/0,5 № 1132617							±1,2 ±2,1	±2,6 ±5,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	ОРУ-220кВ яч.9 ВЛ-220кВ ВТГРЭС- Тагил-1	JKF 245 2000/5 КТ 0,5S №2011.3308.03 /001 №2011.3308.03 /002 №2011.3308.03 /003	СРВ-245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8777842 №8777844 №8777843	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389311	ТК 16L.№200703028		±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4
31	ОРУ-220кВ яч.11 ВЛ-220кВ ВТГРЭС- Тагил-2	JKF 245 1000/1 КТ 0,5S №2011.3308.01 /001 №2011.3308.01 /002 №2011.3308.01 /003	СРВ-245 220000:√3/100:√3 КТ 0,2 №8813422 №8813421 №8813420	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389402			±1,2 ±1,6	±2,9 ±4,4
32	РУСН-6кВ, 10сек, яч.216, Тр-р №1 РММ	ТПЛ-10 150/5 КТ 0,5 №61372 №61347	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 №937	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389350			±1,3 ±1,8	±3,2 ±4,5
33	РУСН-6кВ, 9сек, яч.221, Тр-р №2 РММ	ТВЛ-10 150/5 КТ 0,5 №1344 №1314	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 №2634	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389351	ТК 16L.№200703030	Актив- ная, Реак- тив- ная	±1,3 ±1,8	±3,2 ±4,5
34	Щит 0,4кВ дроб.корп. №2, сборка 0,4кВ компрессор №1	Т-0,66 У3 300/5 КТ 0,5 №192950 №192988 №192993	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389340			±1,1 ±1,5	±3,1 ±4,4
35	РУСН-6кВ, 5сек, яч.131, тр-р кислород. станции, компрессор №4	Т-0,66 У3 200/5 КТ 0,5 №003101 №128812 №128909	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389349	ТК 16L.№200703026		±1,1 ±1,5	±3,1 ±4,4
36	РУСН-6кВ, 5сек, яч.131, тр-р кислород. станции, сборка 0,4кВ кислород. станции	Т-0,66 У3 400/5 КТ 0,5 № 065589 № 096338 № 096340	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389348			±1,1 ±1,5	±3,1 ±4,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
37	Щит 0,4кВ дробильног о корпуса №2 , сборка 0,4кВ РМЦ	Т-0,66 У3 300/5 КТ 0,5 № 188115 № 188118 №191879	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389341	TK 16L №200703026	Актив ная, Реак тив ная	±1,1 ±1,5	±3,1 ±4,4
38	РУ-0,4кВ мазутохозяй ства1сек., пан.№5, сборка РБУ №1 РСЦ-1	Т-0,66 У3 200/5 КТ 0,5 №129006 №129079 №129080	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389344	TK 16L №200703001		±1,1 ±1,5	±3,1 ±4,4
39	РУ-0,4кВ мазутохозяй ства2сек., пан.№20, сборка РБУ №2 РСЦ-1	Т-0,66 У3 200/5 КТ 0,5 №129361 №129362 №169698	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389345			±1,1 ±1,5	±3,1 ±4,4
40	РУ-0,4кВ мазутохозяй ства сборка 0,4кВ Мазутослив ная эстакада	Т-0,66 У3 200/5 КТ 0,5 №169699 №169702 №169703	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389346			±1,1 ±1,5	±3,1 ±4,4
41	Щит 0,4кВ пребресьпки 6, пан. №6, Вагонопро ки-дыватель №1	Т-0,66 У3 300/5 КТ 0,5 № 191881 №191888 №191893	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389334			TK 16L №200703025	±1,1 ±1,5
42	Щит 0,4кВ пребресьпки 6, пан. №12, Вагонопро ки-дыватель №2	Т-0,66 У3 300/5 КТ 0,5 № 191915 №191926 №191930	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389335	±1,1 ±1,5			±3,1 ±4,4
43	Щит 0,4кВ пребресьпки 6, пан. №7, Разогреваю щее устройство вагонопро ки-дывателя №1,2	Т-0,66 У3 200/5 КТ 0,5 №169862 №169864 №169876	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389339	±1,1 ±1,5			±3,1 ±4,4
44	РУСН-3кВ, 8сек., ДФМ вагонопро ки-дывателя №1	Т-0,66 У3 300/5 КТ 0,5 № 192663 №192671 №192680	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389336	±1,1 ±1,5			±3,1 ±4,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
45	РУСН-3кВ, 8сек., ДФМ вогоноопро ки-дывателя №2	Т-0,66 У3 300/5 КТ 0,5 № 192681 №192690 №192946	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389337	TK 16L №200703025	Актив ная, Реак тив ная	±1,1 ±1,5	±3,1 ±4,4
46	Щит 0,4кВ топливопод ачи №2 Сборка 0,4кВ тепловозно го депо	Т-0,66 У3 200/5 КТ 0,5 №169882 №169941 №169952	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389347	TK 16L №200703026		±1,1 ±1,5	±3,1 ±4,4
47	Щит 0,4кВ топливопод ачи №1 Сборка 0,4кВ разгруз сарая	Т-0,66 У3 150/5 КТ 0,5 №167927 №167929 №167939	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389342	TK 16L.№200703025		±1,1 ±1,5	±3,1 ±4,4
48	Сборка 0,4кВ пересыпки 7 Щит освещения разгруз сарая	Т-0,66 У3 150/5 КТ 0,5 №167940 №171306 №177483	-	EPQS 122.21.12LL КТ 0,5S/0,5 №389343	TK 16L.№200703025		±1,1 ±1,5	±3,1 ±4,4

Примечание к таблице 2.

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Нормальные условия:  
- параметры сети: напряжение (0,98 , 1,02)  $U_{НОМ}$ , ток (1, 1,2)  $I_{НОМ}$ ,  $\cos j = 0,9$  инд.; температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
- Рабочие условия:  
параметры сети: напряжение (0,9 , 1,1)  $U_{НОМ}$ , ток (0,02 , 1,2)  $I_{НОМ}$ ,  $\cos j$  от 0,5 инд до 0,8 емк;  
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °С до + 50 °С, для счетчиков EPQS от минус 40 °С до + 60 °С; для УСПД ТК-16L от минус 40°С до +60°С; для сервера от +10 °С до + 30 °С.
- Погрешность в рабочих условиях указана для  $I = 0,02 \cdot I_{ном}$  (для ИК №№12-31) и  $I = 0,05 \cdot I_{ном}$  (для ИК №№1-11, 32-48),  $\cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +15°С до +30°С.
- Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения - ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии – ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.

Доверительные границы погрешности результата измерений активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях АИИС КУЭ представлены в таблице 3.

Таблица 3

№ ИК	Значение $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), $\pm$ (%)							
		$1(2) \leq I_{\text{раб}} < 5$		$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$		$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$		$100 \leq I_{\text{раб}} < 120$	
				А	Р	А	Р	А	Р
1-5, 32,33	0,5	Не норм	Не норм	$\pm 5,6$	$\pm 2,7$	$\pm 3,2$	$\pm 1,6$	$\pm 2,6$	$\pm 1,4$
	0,8	Не норм	Не норм	$\pm 3,2$	$\pm 4,5$	$\pm 2,1$	$\pm 2,5$	$\pm 1,8$	$\pm 1,9$
	1	Не норм	Не норм	$\pm 2,2$	Не норм	$\pm 1,7$	Не норм	$\pm 1,5$	Не норм
10,11	0,5	Не норм	Не норм	$\pm 5,5$	$\pm 2,7$	$\pm 3,1$	$\pm 1,5$	$\pm 2,4$	$\pm 1,2$
	0,8	Не норм	Не норм	$\pm 3,1$	$\pm 4,4$	$\pm 2,0$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	1	Не норм	Не норм	$\pm 2,1$	Не норм	$\pm 1,6$	Не норм	$\pm 1,5$	Не норм
34-48	0,5	Не норм	Не норм	$\pm 5,5$	$\pm 2,6$	$\pm 3,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$	$\pm 1,2$
	0,8	Не норм	Не норм	$\pm 3,1$	$\pm 4,4$	$\pm 1,9$	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$
	1	Не норм	Не норм	$\pm 2,1$	Не норм	$\pm 1,6$	Не норм	$\pm 1,4$	Не норм
12-17, 19,20, 25-27, 30,31	0,5	$\pm 4,9$	$\pm 2,8$	$\pm 3,2$	$\pm 1,7$	$\pm 2,4$	$\pm 1,2$	$\pm 2,4$	$\pm 1,2$
	0,8	$\pm 2,9$	$\pm 4,4$	$\pm 2,0$	$\pm 2,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
	1	$\pm 2,2$	Не норм	$\pm 1,6$	Не норм	$\pm 1,5$	Не норм	$\pm 1,5$	Не норм
21-24	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 4,0$	$\pm 2,2$	$\pm 3,4$	$\pm 1,8$	$\pm 3,4$	$\pm 1,8$
	0,8	$\pm 3,2$	$\pm 4,8$	$\pm 2,5$	$\pm 3,2$	$\pm 2,2$	$\pm 2,6$	$\pm 2,2$	$\pm 2,6$
	1	$\pm 2,4$	Не норм	$\pm 1,9$	Не норм	$\pm 1,8$	Не норм	$\pm 1,8$	Не норм
18	0,5	$\pm 4,9$	$\pm 3,9$	$\pm 3,2$	$\pm 3,2$	$\pm 2,4$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$	$\pm 3,1$
	0,8	$\pm 2,9$	$\pm 4,9$	$\pm 2,0$	$\pm 3,7$	$\pm 1,7$	$\pm 3,4$	$\pm 1,7$	$\pm 3,4$
	1	$\pm 2,2$	Не норм	$\pm 1,6$	Не норм	$\pm 1,5$	Не норм	$\pm 1,5$	Не норм
28,29	0,5	$\pm 4,8$	$\pm 3,9$	$\pm 3,0$	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 3,2$
	0,8	$\pm 2,6$	$\pm 5,0$	$\pm 1,7$	$\pm 3,8$	$\pm 1,4$	$\pm 3,5$	$\pm 1,4$	$\pm 3,5$
	1	$\pm 1,7$	Не норм	$\pm 1,2$	Не норм	$\pm 1,0$	Не норм	$\pm 1,0$	Не норм
6-9	0,5	Не норм	Не норм	$\pm 5,5$	$\pm 3,9$	$\pm 3,0$	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 3,2$
	0,8	Не норм	Не норм	$\pm 2,9$	$\pm 5,3$	$\pm 1,7$	$\pm 3,8$	$\pm 1,4$	$\pm 3,5$
	1	Не норм	Не норм	$\pm 1,9$	Не норм	$\pm 1,2$	Не норм	$\pm 1,0$	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

- трансформатор тока (напряжения) - среднее время наработки на отказ не менее  $T_{\text{ср}} = 400\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности не более  $t_{\text{в}} = 2$  ч;
- электросчетчик EPQS – среднее время наработки на отказ не менее  $T=70000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}}=168$  ч.;
- УСПД ТК-16L - среднее время наработки на отказ не менее  $T=35000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}}=12$  часов.;
- сервер сбора и БД INTEL - среднее время наработки на отказ не менее  $T=104745$  ч., среднее время восстановления работоспособности не более  $t_{\text{в}}= 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью резервного источника питания, включенного по схеме резервирования от 3-х независимых источников;
- резервирование электрического питания УСПД и каналобразующей аппаратуры с

помощью резервного источника питания, включенного по схеме резервирования от 3-х независимых источников;

- резервирование электрического питания сервера с помощью 2-х источников бесперебойного питания включенных по схеме резервирования от 3-х независимых источников.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - параметрирования;
  - воздействия внешнего магнитного поля;
  - вскрытие счетчика;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал событий УСПД:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывов электропитания;
  - потери и восстановления связи со счётчиками;
  - программных и аппаратных перезапусков;
  - корректировки времени в УСПД и каждом счетчике;
  - изменения ПО и перепараметрирования УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчиков;
  - испытательных коробок;
  - УСПД;
  - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик EPQS : тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД ТК-16L: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет; мгновенные значения P, Q, F, U, I, cosφ - 30 секунд;
- Сервер сбора и базы данных: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы; мгновенные значения P, Q, F, U, I, cosφ - 3 месяца с архивированием во внешней БД.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии филиала Верхнетагильская ГРЭС АО "Интер РАО-Электрогенерация".

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4

Наименование компонента системы	Кол-во (шт.)
Счетчик электрической энергии EPQS 122.21.12LL, КТ 0,5S/0,5	41
Счетчик электрической энергии EPQS 122.23.17LL, КТ 0,5S/0,5	1
Счетчик электрической энергии EPQS 122.23.27LL, КТ 0,2S/0,5	6
Трансформатор тока JFK 245, КТ 0,5S	21
Трансформатор тока ТВ-110-IX, КТ 0,5; 0,5S	45
Трансформатор тока ТШЛ-20, КТ 0,5	15
Трансформатор тока ТПШФ-20, ТПШФА-20, КТ 0,5	12
Трансформатор тока ТПЛ-10, КТ 0,5	2
Трансформатор тока ТВЛ-10, КТ 0,5	2
Трансформатор тока Т-0,66У3; КТ 0,5	45
Трансформатор напряжения СРВ-123 КТ 0,2	6
Трансформатор напряжения СРВ-245 КТ 0,2	6
Трансформатор напряжения НКФ-110, КТ 1,0	6
Трансформатор напряжения НТМИ-18, КТ 0,5	1
Трансформатор напряжения ЗНОМ-15, КТ 0,5	15
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-15У3, КТ 0,5	9
Трансформатор напряжения НТМИ-6, КТ 0,5	2
Терминальный контроллер ТК-16L	9
SHDSL концентратор Telindus 1422	5
SHDSL концентратор Telindus 2421	1
Коммутатор MOXA ESP-510A	7
Коммутатор MOXA EDS-510A-3GT	1
Приемник сигналов точного времени Trimble Acutime 2000 GPS	1
Сервер сбора и базы данных ТМО2600 на платформе SE7230NH1	1
Аппаратно-программный комплекс «Телескоп+»	1
Автоматизированное рабочее место АИИС КУЭ, в составе: СБК «UNIT»	1
Методика поверки МП 4222-2008АС02-5040099482-2015	1
Формуляр ФО 4222-2998АС02-5040099482-2015	1

### Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-2008АС02-5040099482-2015 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала Верхнетагильская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация». Методика поверки», утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 18.05.2015г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- электросчетчики EPQS в соответствии с методикой поверки РМ 1039597-26:2002 «Счётчик электрической энергии многофункциональный EPQS», утвержденной Государственной службой метрологии Литовской Республики;
- УСПД ТК-16L в соответствии с документом «Устройство сбора и передачи данных ТК-16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки». АВБЛ.468212.041 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 году;

- комплекс аппаратно-программный для автоматизации учета электроэнергии «ТЕЛЕСКОП» - в соответствии с разделом «Методика поверки» руководства по эксплуатации АВБЛ.002.003.РЭ, утвержденного ГЦИ СИ ВНИИМС в 2004 году;
- радиочасы МИР РЧ-01 принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), ПГ±1 мкс.

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

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии филиала Верхнетагильская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация» приведены в документе - «Методика измерений количества электроэнергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии филиала Верхнетагильская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация», ЦПА.424340.01-ВТГРЭС.МИ.

Методика аттестована ОАО «Фирма ОРГРЭС» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации №010-01.00032-2015 от 02.06.2015г.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии филиала Верхнетагильская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»**

- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ 31819.22-2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
- ГОСТ 31819.23-2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

### **Изготовитель**

Закрытое Акционерное Общество «Центр промышленной автоматизации» (ЗАО «ЦПА»)  
Юр.адрес: 107023, г. Москва, ул. Электровзводская, д.21, корп.41, офис 28, Тел. (499) 286-26-10  
ИНН 5040099482

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)  
Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30017-13 от 21.10.2013г.  
Адрес: 443013, пр.Карла Маркса,134, г.Самара, тел. (846) 3360827, E-mail: smrcsm@saminfo.ru.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.