

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1458 от 26.11.2015 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Главэнергосбыт» (ОАО «Ургалуголь»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Главэнергосбыт» (ОАО «Ургалуголь») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) RTU-327L (для всех точек измерения за исключением ПС 220/110/35/10/0,4 кВ «Ургал»), RTU-325L (для точки измерения ПС 220/110/35/10/0,4 кВ «Ургал»), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УССВ.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ПС 220/110/35/10/0,4 кВ «Ургал», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных и ПО.

4-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Альфа-ЦЕНТР».

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 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 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 на верх-

ний (четвертый) уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов в ИВК ПС 220/110/35/10/0,4 кВ «Ургал» и передача информации о результатах измерений, состоянии средств измерений в формате XML-макетов в ИВК АИИС КУЭ ООО «Главэнергообит» через канал Internet.

На верхнем – четвертом уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. ИВК АИИС КУЭ ООО «Главэнергообит», с периодичностью раз в сутки или по запросу получает от ИВК ПС 220/110/35/10/0,4 кВ «Ургал» и УСПД (за исключением точки измерения ПС 220/110/35/10/0,4 кВ «Ургал») данные коммерческого учета для каждого канала учета за сутки. Данные содержат информацию о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии, состоянии средств измерений (журналы событий устройств сбора и передачи данных и счетчиков электроэнергии) на соответствующих компонентах АИИС КУЭ. ИВК АИИС КУЭ ООО «Главэнергообит» с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP отчеты в формате XML в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ и всем заинтересованным субъектам.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ не более ± 1 с. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени приемника не более ± 1 с. Часы счетчиков и сервера БД синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков и сервера БД проводится при расхождении часов счетчика или сервера БД и УСПД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «Главэнергосбыт» (ОАО «Ургалуголь») используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии не ниже 12, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	3	4	5	6
ПО «АльфаЦЕНТР»	ac_metrology.dll	12.01	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», внесены в Госреестр СИ РФ № 44595-10. ПО «АльфаЦЕНТР» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-001-12 от 31 мая 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ОАО «Ургалуголь»								
1	ПС 110/35/6 кВ «Фабрика», ОРУ 110кВ, 2.с.ш. 110кВ, яч. 2	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № А2619; Зав. № В2619; Зав. № С2619	ЗНГ-110 Кл. т. 0,2 110000/√3:100/√3 Зав. № 615; Зав. № 614; Зав. № 613	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806131170	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,4 ±5,7
2	ПС 110/35/6 кВ «Фабрика», ОРУ 110кВ, 1.с.ш. 110кВ, яч. 1	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № А2618; Зав. № В2618; Зав. № С2618	ЗНГ-110 Кл. т. 0,2 110000/√3:100/√3 Зав. № 610; Зав. № 611; Зав. № 612	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0806130707	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,4 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ПС 35/6 кВ «Северная», ОРУ 35кВ, 1 с.ш. ВЛ 35кВ, Т-305	ТОЛ-35 Кл. т. 0,2S 300/5 Зав. № 1820; Зав. № 818; Зав. № 816	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1507568; Зав. № 1507567; Зав. № 1507559	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142486	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
4	ПС 35/6 кВ «Северная», ОРУ 35кВ, 2 с.ш. ВЛ 35кВ, Т-306	ТОЛ-35 Кл. т. 0,2S 300/5 Зав. № 837; Зав. № 838; Зав. № 839	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1507571; Зав. № 1507569; Зав. № 1507564	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142472	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
5	ПС 35/6 кВ «Северная», ОРУ 35кВ, 2 с.ш. ВЛ 35кВ, Т-317	ТОЛ-35 Кл. т. 0,2S 300/5 Зав. № 843; Зав. № 844; Зав. № 860	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1507571; Зав. № 1507569; Зав. № 1507564	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142507	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,8
6	ПС 35/6 кВ «Чегдомын», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 25	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 52232; Зав. № 52237	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 632	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073745	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
7	ПС 35/6 кВ «Чегдомын», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 31	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 52195; Зав. № 52234	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 632	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073666	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС 35/6 кВ «Чегдомын», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 28	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 52235; Зав. № 52194	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 41	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073704	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
9	ПС 35/6 кВ «Чегдомын», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 52192; Зав. № 52233	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 41	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108074508	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
10	ПС 35/6 кВ «Чегдомын», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 10	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 25864; Зав. № 1689	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 41	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073752	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
11	ПС 35/6 кВ "Карьер", Ввод Т1 6 кВ	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 50683; Зав. № 50682	3хЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 6000/√3:100/√3 Зав. № 4001587; Зав. № 4001670; Зав. № 4001669	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142766	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
12	ПС 35/6 кВ «Шахта», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 4	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 20012-11; Зав. № 17955-11; Зав. № 20111-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 00317-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142445	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ПС 35/6 кВ «Шахта», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 6	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 20385-11; Зав. № 20187-11; Зав. № 20184-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 00317-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142480	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
14	ПС 35/6 кВ «Шахта», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 10	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 06806-11; Зав. № 06798-11; Зав. № 06810-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 00317-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142748	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
15	ПС 35/6 кВ «Шахта», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 20161-11; Зав. № 20127-11; Зав. № 20204-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 00317-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142403	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
16	ПС 35/6 кВ «Шахта», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 20198-11; Зав. № 20170-11; Зав. № 20208-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 00320-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142908	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ПС 35/6 кВ «Шахта», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 20233-11; Зав. № 19553-11; Зав. № 20140-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 00320-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142396	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
18	ПС 35/6 кВ «Шахта», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 9	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 19942-11; Зав. № 20005-11; Зав. № 20067-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 00320-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142763	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
19	ПС 35/6 кВ «Шахта», ЗРУ-6 кВ, 3 с.ш. 6,3 кВ, яч. 23	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 20547-11; Зав. № 20695-11; Зав. № 20353-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6300/100 Зав. № 00323-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142770	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
20	ПС 35/6 кВ «Шахта», ЗРУ-6 кВ, 4 с.ш. 6,3 кВ, яч. 24	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 20493-11; Зав. № 18675-11; Зав. № 20516-11	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6300/100 Зав. № 00322-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804142769	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	КТП 6/0,4 кВ «Сокол» Ввод Т1	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 001324; Зав. № 001297; Зав. № 001344	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802145431	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7
22	ТП-32 низко- вольтный ввод трансформатора В1Т-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 400/5 Зав. № 001016; Зав. № 001001; Зав. № 001040	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803145274	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7
23	ТП-82 низко- вольтный ввод трансформатора В1Т-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 001501; Зав. № 001498; Зав. № 001512	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803145142	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7
24	ТП-53 низко- вольтный ввод трансформатора В1Т-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 001302; Зав. № 001330; Зав. № 001337	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802145522	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	КТП Детского сада №9 низковольтный ввод трансформатора В1Т-0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 001495; Зав. № 001511; Зав. № 001497	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0802145514	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7
26	ПС 6 кВ «ГПП-1», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. яч. 17	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 2540; Зав. № 2447	3хЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 6000/√3:100/√3 Зав. № 4001795; Зав. № 4001793; Зав. № 4001798	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073777	RTU-327L Зав. № 007212	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,9
27	ПС 220/110/35/10/0,4 кВ "Ургал", ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, яч. 6	TG-145N Кл. т. 0,2S 250/5 Зав. № 06617; Зав. № 06619; Зав. № 06618	СРВ 123 Кл. т. 0,2 110000/√3:100/√3 Зав. № 8776709; Зав. № 8776704; Зав. № 8776708; Зав. № 8776705; Зав. № 8776707; Зав. № 8776706	A1802-RAL-P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01277609	RTU-325L Зав. № 004458	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,5

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 эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos j = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии Альфа А1800 от минус 40 до плюс 65 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.01 от минус 40 до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.08 от минус 40 до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Ургалуголь» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М.01 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее

- T = 165000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее
- T = 90000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М.08 – среднее время наработки на отказ не менее
- T = 165000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД RTU-327L – среднее время наработки на отказ не менее T = 40000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - УСПД RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее T = 40000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
 - сервер – среднее время наработки на отказ не менее T = 100000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и 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;

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;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каж-

дому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;

– Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Главэнергосбыт» (ОАО «Ургалуголь») типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВГ-110	52619-13	6
Трансформатор тока	ТОЛ-35	21256-03	9
Трансформатор тока	ТОЛ-10	47959-11	14
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	32139-11	27
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	51516-12	15
Трансформатор тока	TG-145N	30489-09	3
Трансформатор напряжения	ЗНГ-110	41794-09	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	912-05	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	831-53	2
Трансформатор напряжения	3xЗНОЛП-6	46738-11	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЦ-6	38394-08	4
Трансформатор напряжения	СРВ 123	15853-06	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	13
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	36697-12	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802-RALQ-P4GB-DW4	31857-11	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	41907-09	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	37288-08	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 57744-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Главэнергосбыт» (ОАО «Ургалуголь»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2014 г.

Перечень основных средств 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 2925-2005 «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 без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу МП 2203-0042-2006 «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- УСПД RTU-327L – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УСПД RTU-325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ООО «Главэнергосбыт» (ОАО «Ургалуголь»), аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Главэнергосбыт» (ОАО «Ургалуголь»)

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

Закрытое акционерное общество «Росэнергосервис»
(ЗАО «Росэнергосервис»)

ИНН 3328489050

Юридический адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Почтовый адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Тел.: (4922) 44-87-06; Факс: (4922) 33-44-86

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тест-Энерго»
(ООО «Тест-Энерго»)

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел.: (499) 755-63-32; Факс: (499) 755-63-32

E-mail: info@t-energo.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: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, 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

С.С. Голубев

М.п.

« ___ » _____ 2015 г.