

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННП»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННП» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных на базе контроллеров терминальных ТК16L.10, ТК16L.11 и контроллера Е-422.GSM (УСПД) и канaloобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя основной сервер АО «Самотлорнефтегаз», резервный сервер АО «ННП», программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (регистрационный № 40586-12), автоматизированное рабочее место, канaloобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК № 45 цифровой сигнал с выходов счётчика по проводным линиям связи интерфейса Е1A-485 поступает на входы УСПД Е-422.GSM, где осуществляется накопление

измерительной информации, хранение и передача полученных данных по каналу связи стандарта GSM - на сервер. Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса EIA-485 поступает на входы соответствующих УСПД ТК16L.10 и ТК16L.11, где осуществляется накопление измерительной информации, хранение и передача полученных данных по каналу связи сети Ethernet на соответствующие CDMA-модемы, и далее по каналу связи технологии CDMA - на основной и резервный серверы. В случае отказа основного сервера используется информация с резервного.

На серверах осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчётных документов. Из основного сервера информация в виде xml-макетов формата 80020 и 80040 передаётся в АРМ энергосбытовой компании АО «ЕЭСнК» по каналу связи сети Internet.

Передача информации от АО «ЕЭСнК» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80040 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 для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена радиосервером точного времени РСТВ-01-01, принимающим эталонные сигналы частоты и времени, передаваемые радиостанцией РБУ, формирующим и выдающим последовательности секундных импульсов, синхронизированных с метками шкалы времени UTC (SU).

Сравнение показаний часов основного и резервного серверов с показаниями часов РСТВ-01-01 осуществляется ежесекундно, корректировка часов каждого сервера производится при расхождении с часами РСТВ-01-01 на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД с показаниями часов основного сервера осуществляется 1 раз в 30 минут, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на величину более ± 1 с. В случае отказа основного сервера корректировка часов УСПД осуществляется от резервного сервера. Сравнение показаний часов счётчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется 1 раз в сутки. Корректировка часов счётчиков производится при расхождении с часами УСПД на величину более ± 1 с.

Передача информации от счётчиков электрической энергии до УСПД и от УСПД до сервера реализована с помощью каналов связи. Задержки в каналах связи составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ составляет не более ± 5 с.

Журналы событий счётчиков, УСПД и сервера 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 программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+» - система коммерческого учёта электроэнергии (установленное на основном сервере) и ПО «ТЕЛЕСКОП+» версии 4.0.4 (установленное на резервном сервере). Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является

кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное на- именование ПО	Server_MZ4.dll	PD_MZ4.dll	ASCUE_MZ4.dll
Номер версии (иденти- фикационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1		
Цифровой идентифи- катор ПО	f851b28a924da7cde6a5 7eb2ba15af0c	2b63c8c01bcd61c4f5b 15e097f1ada2f	cda718bc6d123b63a88 22ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентифика- тора	MD5		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го, 2-го и 3-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электротехнологии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/35/6кВ «Ершовая», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.1	ТФЗМ 35А-У1 ТФН-35М Ктт=200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26417-06 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	HP ProLiant DL360 G6	актив-ная	1,1	3,0
							реактивная	2,3	4,6
2	ПС 110/35/6кВ «Ершовая», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.2	ТОЛ 35-II Ктт=75/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	HP ProLiant DL360 G4p	актив-ная	1,1	3,0
							реактивная	2,3	4,7
3	ПС 110/35/6кВ «Ершовая», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.3	ТФЗМ 35Б-І ХЛ1 ТФН-35М Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26419-08 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив-ная	1,1	3,0
							реактивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 110/35/6кВ «Ершовая», ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.4	ТФ3М 35А-ХЛ1 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26418-04	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	актив- ная реак- тивная	1,1	3,0	
5	ПС 110/35/6кВ «Ершовая», ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.5	ТОЛ 35-II КТТ=75/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		2,3	4,6	
6	ПС 110/35/6кВ «Ершовая», ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.6	ТФ3М 35А-ХЛ1 КТТ=150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26418-04	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	актив- ная реак- тивная	1,1	3,0	
7	ПС 110/35/6кВ «Ершовая», РУ-6кВ №1 КНС-1, 1С-6кВ ввод-1	ТЛШ-10 КТТ=3000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EA05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		2,3	4,6	
8	ПС 110/35/6кВ «Ершовая», РУ-6кВ №1 КНС-1, ТЧН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	EA05L-B-4 Кл.т. 0,5S Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	актив- ная	1,3 2,5	3,2 5,1	
9	ПС 110/35/6кВ «Ершовая», РУ-6кВ №1 КНС-1, 2С-6кВ ввод-2	ТЛШ-10 КТТ=3000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47957-11	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EA05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	актив- ная реак- тивная	1,0	3,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 110/35/6кВ «Ершовая», РУ-6кВ №1 КНС-1, ТЧН-2 0,4кВ Рег. № 47959-11	ТОП-0,66 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	EA05L-B-4 Кл.т. 0,5S Рег. № 16666-97	TK16L-10 Рег. № 39562-08	HP Pro-Liant DL360 G4p	актив-ная	1,0	3,1
11	ПС 110/35/6кВ «Сороминская», РУ-6кВ ДНС Сороминская, 1С-6кВ ввод-1 Рег. № 7069-02	ТОЛ 10 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-02	НАМИ-10 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,2 Рег. № 11094-87	EA05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L-10 Рег. № 39562-08		актив-ная	1,3	3,2
12	ПС 110/35/6кВ «Сороминская», РУ-6кВ ДНС Сороминская, ТЧН-1 0,4кВ Рег. № 47959-11	ТОП-0,66 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	EA05L-B-4 Кл.т. 0,5S Рег. № 16666-97	TK16L-10 Рег. № 39562-08		актив-ная	1,0	3,1
13	ПС 110/35/6кВ «Сороминская», РУ-6кВ ДНС Сороминская, 2С-6кВ ввод-2 Рег. № 7069-02	ТОЛ 10 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EA05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L-10 Рег. № 39562-08		актив-ная	1,3	3,2
14	ПС 110/35/6кВ «Сороминская», РУ-6кВ ДНС Сороминская, ТЧН-2 0,4кВ Рег. № 47959-11	ТОП-0,66 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	EA05L-B-4 Кл.т. 0,5S Рег. № 16666-97	TK16L-10 Рег. № 39562-08	HP Pro-Liant DL360 G6	актив-ная	1,0	3,1
15	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.1 Рег. № 21256-03	ТОЛ 35-II КТТ=300/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L-11 Рег. № 39562-08	HP Pro-Liant DL360 G4p	актив-ная	1,1	3,0
							реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.2	GIF 40,5 КТТ=400/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 30368-10	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 11 Рег. № 39562-08		актив- ная	0,9	1,6
							реак- тивная	1,6	2,6
17	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.3	ТОЛ 35-II КТТ=300/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 11 Рег. № 39562-08		актив- ная	1,1	3,0
							реак- тивная	2,3	4,7
18	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.4	GIF 40,5 КТТ=400/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 30368-10	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 11 Рег. № 39562-08		актив- ная	0,9	1,6
							реак- тивная	1,6	2,6
19	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ЗРУ-6кВ КСП-1, 1С-6кВ ввод-1	ТЛМ-10 КТТ=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EA05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 11 Рег. № 39562-08	HP Pro- Liant DL360 G6	актив- ная	1,3	3,2
							реак- тивная	2,5	5,1
20	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ЗРУ-6кВ КСП-1, ТЧН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 КТТ=150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	EA05L-B-4 Кл.т. 0,5S Рег. № 16666-97	TK16L. 11 Рег. № 39562-08	HP Pro- Liant DL360 G4p	актив- ная	1,0	3,1
							актив- ная	1,3	3,2
21	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ЗРУ-6кВ КСП-1, 2С-6кВ ввод-2	ТЛМ-10 КТТ=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-00	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EA05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 11 Рег. № 39562-08		реак- тивная	2,5	5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ЗРУ-6кВ КСП-1, ТСН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 КТТ=150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	ЕА05Л-В-4 Кл.т. 0,5S Рег. № 16666-97	TK16L. 11 Рег. № 39562-08		актив- ная	1,0	3,1
23	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ОРУ- 35кВ 1С-35кВ, ВЛ- 35кВ Ф.1	GIF 40,5 КТТ=400/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 30368-10	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив- ная	0,9	1,6
24	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ОРУ- 35кВ 1С-35кВ, ВЛ- 35кВ Ф.2	ТОЛ 35-II КТТ=300/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	HP Pro- Liant DL360 G6 HP Pro- Liant DL360 G4p	актив- ная	1,1	3,0
25	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ОРУ- 35кВ 2С-35кВ, ВЛ- 35кВ Ф.3	GIF 40,5 КТТ=400/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 30368-10	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив- ная	0,9	1,6
26	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ОРУ- 35кВ 2С-35кВ, ВЛ- 35кВ Ф.4	ТОЛ 35-II КТТ=300/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив- ная	1,1	3,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ЗРУ- 6кВ №1, 1С-6кВ ввод-1	ТОЛ 10 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EA05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив- ная реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,1
28	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ЗРУ- 6кВ №1, ТЧН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	EA05L-B-4 Кл.т. 0,5S Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив- ная	1,0	3,1
29	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ЗРУ- 6кВ №1, 2С-6кВ ввод-2	ТОЛ 10 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EA05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	HP Pro- Liant DL360 G6	актив- ная реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,1
30	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ЗРУ- 6кВ №1, ТЧН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	EA05L-B-4 Кл.т. 0,5S Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив- ная	1,0	3,1
31	ПС 110/35/6кВ «Ко- шильская», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.3	GIF 40,5 КТТ=400/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 30368-10	ЗНОМ-35-65 Ктн=35000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 912-07	EA05RL-P3C-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	HP Pro- Liant DL360 G4p	актив- ная реак- тивная	1,0 1,8	2,2 4,9
32	ПС 110/35/6кВ «Ко- шильская», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.2	ТФЗМ 35А-ХЛ1 КТТ=200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26418-04	ЗНОМ-35-65 Ктн=35000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 912-07	EA05RL-P3C-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив- ная реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	ПС 110/35/6кВ «Ко-шильская», ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.8	ТФ3М 35А-ХЛ1 КТТ=200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26418-04	ЗНОМ-35-65 Ктн=35000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 912-07	EA05RL-P3C-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив- ная реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,1
34	ПС 110/35/6кВ «Ко-шильская», ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.7	GIF 40,5 КТТ=400/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 30368-10	ЗНОМ-35-65 Ктн=35000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 912-07	EA05RL-P3C-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	HP Pro- Liant DL360 G6	актив- ная реак- тивная	1,0 1,8	2,2 4,9
35	ПС 110/35/6кВ «Ер- маковская», 3РУ-6кВ №1 ДНС-1, 1С-6кВ ввод №1	ТОЛ 10 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EA05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив- ная реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,1
36	ПС 110/35/6кВ «Ер- маковская», 3РУ-6кВ №1 ДНС-1, TCH-1 0,4кВ	ТОП-0,66 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. №	—	EA05L-B-4 Кл.т. 0,5S Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	HP Pro- Liant DL360 G4p	актив- ная	1,0	3,1
37	ПС 110/35/6кВ «Ер- маковская», 3РУ-6кВ №1 ДНС-1, 2С-6кВ ввод №2	ТОЛ 10 КТТ=1500/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	EA05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив- ная реак- тивная	1,3 2,5	3,2 5,1
38	ПС 110/35/6кВ «Ер- маковская», 3РУ-6кВ №1 ДНС-1, TCH-2 0,4кВ	ТОП-0,66 КТТ=100/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 47959-11	—	EA05L-B-4 Кл.т. 0,5S Рег. № 16666-97	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	ПС 110/35/6кВ «Ер- маковская», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV КТТ=300/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47124-11	НАМИ-35 УХЛ1 КТН=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	актив- ная реак- тивная	1,1	3,0	
40	ПС 110/35/6кВ «Ер- маковская», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV КТТ=300/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47124-11	НАМИ-35 УХЛ1 КТН=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		2,3	4,7	
41	ПС 110/35/6кВ «Ер- маковская», ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.3	ТОЛ 35-II КТТ=300/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 КТН=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	актив- ная реак- тивная	0,9	1,6	
42	ПС 110/35/6кВ «Ер- маковская», ОРУ-35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.4	ТФ3М 35А-У1 КТТ=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26417-06	НАМИ-35 УХЛ1 КТН=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	TK16L. 10 Рег. № 39562-08		1,6	2,6	
43	ПС 110/35/6кВ «КС Хохряковская», ОРУ-110кВ 1С-110кВ, Ввод Т1 110кВ	TG 145 N КТТ=300/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 30489-05	CPB 123 КТН=110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	актив- ная реак- тивная	0,6	1,4	
						HP Pro- Liant DL360 G6	1,1	2,8	
						HP Pro- Liant DL360 G4p			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	ПС 110/35/6кВ «КС Хохряковская», ОРУ-110кВ 2С-110кВ, Ввод Т2 110кВ	TG 145 N КТТ=300/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 30489-05	CPB 123 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	TK16L. 10 Рег. № 39562-08	DL360 G4p	актив- ная	0,6	1,4
							реак- тивная	1,1	2,8
45	ПС-110/35/6кВ «Ореховская», ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч.4	ТОЛ-СЭЩ-35-IV КТТ=300/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 47124-11	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	E-422. GSM Рег. № 46553-11		актив- ная	1,1	3,0
							реак- тивная	2,3	4,7

* Примечания

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение $(0,95-1,05) \cdot U_h$; сила тока $(1,0-1,2) \cdot I_h$; $\cos\varphi = 0,9$ инд. ($\sin\varphi = 0,5$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц; магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл;

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °C.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{h1}$; диапазон силы первичного тока для ИК №№ 1, 3, 4, 6-14, 19-22, 27-30, 32, 33, 35-38, 42 $(0,05-1,2) \cdot I_{h1}$, для ИК №№ 2, 5, 15-18, 23-26, 31, 34, 39-41, 43-45 $(0,01-1,2) \cdot I_{h1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °C;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °C;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счётчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{h2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2) \cdot I_{h2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха для счётчиков типов СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 до плюс 60 °C; для счётчиков типа ЕвроАЛЬФА от минус 40 до плюс 70 °C

- относительная влажность воздуха для счётчиков типов СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.03 не более 90 % при плюс 30 °C; для счётчиков типа ЕвроАЛЬФА не более 95 % при плюс 30 °C;

- атмосферное давление для счётчиков типов СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.03 от 70,0 до 106,7 кПа; для счётчиков типа ЕвроАЛЬФА от 60,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

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

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °C;

- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 35 °C;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 3, 4, 6-14, 19-22, 27-30, 32, 33, 35-38, 42 указана для силы тока 5 % от $I_{h\text{ом}}$, для ИК №№ 2, 5, 15-18, 23-26, 31, 34, 39-41, 43-45 - для силы тока 2 % от $I_{h\text{ом}}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °C.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, перечисленными в таблице 2. Допускается замена УСПД и РСТВ-01-01 на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все типы средств измерений, представляющих измерительные компоненты АИИС КУЭ, должны быть утвержденного типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ).

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч;
- счётчик ЕвроАЛЬФА - среднее время наработки на отказ не менее $T=50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч;
- контроллер Е-422.GSM - среднее время наработки на отказ не менее $T=55000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=24$ ч;
- ТК16L.10, ТК16L.11 - среднее время наработки на отказ не менее $T=55000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=24$ ч;
- РСТВ-01 - среднее время наработки на отказ не менее $T=55000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T=20000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=1$ 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 счётчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счётчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счётчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);

- 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).

Глубина хранения информации:

- счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М и СЭТ-4ТМ.03 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- счётчик электрической энергии ЕвроАЛЬФА - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- контроллер Е-422.GSM - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- ТК16L.10, ТК16L.11 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 4 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 3 - Комплектность АИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФ3М 35А-У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 35	14 шт.
Трансформаторы тока	ТФ3М 35Б-1 ХЛ1	1 шт.
Трансформаторы тока	ТФ3М 35А-ХЛ1	8 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТЛШ	4 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	30 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	12 шт.
Трансформаторы тока	GIF 40,5	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	9 шт.
Трансформаторы тока	TG 145	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6 шт.
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	19 шт.

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Счётчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	24 шт.
Счётчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Контроллеры	E-422.GSM	1 шт.
Контроллеры терминальные	TK16L.10	7 шт.
Контроллеры терминальные	TK16L.11	2 шт.
Радиосерверы точного времени	PCTB-01	1 шт.
АРМ АО «ЕЭСнК»	HP Compaq dc7900	1 шт.
Сервер АО «Самотлорнефтегаз»	HP ProLiant DL360 G6	1 шт.
Сервер АО «ННП»	HP ProLiant DL360 G4p	1 шт.
Методика поверки	-	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЦПА.424340. 2016AC001-ННП.ФО	1 экз.

Проверка

осуществляется по документу МП 66893-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННП». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» 19.01.2017 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;

- счётчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- счётчик ЕвроАЛЬФА - в соответствии с документом «Методика поверки. Многофункциональный микропроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА)», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1998 г.;

- контроллер Е-422.GSM - в соответствии с документом АВБЛ.468212.062 МП «Контроллеры Е-422.GSM. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;

- TK16L.10, TK16L.11 - в соответствии с документом АВБЛ.468212.037 МП «Контроллеры терминальные TK16L.10, TK16L.11. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

- РСТВ-01 - в соответствии с документом ПЮЯИ.468212.039 МП «Радиосерверы точного времени РСТВ-01. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.11.2011 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный № 27008-04);

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °C, дискретность 0,1 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

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 (АИС КУЭ) АО «ННП»

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 «Центр промышленной автоматизации» (ЗАО «ЦПА»)
ИНН 5040099482

Юридический адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, д.21, корп. 41

Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, д.21, корп. 41, оф. 28

Телефон: (499) 286-26-10

Web-сайт: www.cpa.ru

E-mail: secr@pa-center.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»
(ООО ИТЦ «СИ»)
ИНН 7724896810

Адрес: 121354, г. Москва, ул. Гришина, д. 2, корпус 1, кв.39

Телефон: (925) 44-22-829

Web-сайт: www.smart-e.su

E-mail: info@smart-e.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Адрес: 142700, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Промзона тер. корп. 526
Телефон: (495) 278-02-48

Web-сайт: www.ic-rm.ru

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.