

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (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 и счётчики активной и реактивной электрической энергии 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 (счётчики), 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 устройство сбора и передачи данных RTU-327 (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя коммуникационный сервер на базе УСПД RTU-327, основной и резервный серверы баз данных (далее - серверы БД), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (далее - АРМ), каналобразующую 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 №№ 46, 49, 50 цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи поступает на входы GSM-модема, далее по каналу связи стандарта GSM - на входы УСПД. Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи через преобразователь RS-485/Ethernet и каналу связи сети Ethernet поступает на коммутатор и далее по волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) через преобразователь ВОЛС/Ethernet - на входы УСПД. В УСПД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на коммуникационный сервер по локальной вычислительной сети Дзержинской ТЭЦ. При отказе основного канала связи передача полученных данных на коммуникационный сервер выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети стандарта GSM.

Коммуникационный сервер передаёт измерительную информацию по каналу связи сети Ethernet на сервер БД, где осуществляется дальнейшая обработка, формирование и хранение поступающей информации, резервное копирование базы данных, оформление отчётных документов.

Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), которая осуществляется на АРМ, в филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ, осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ-35HVS, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника.

Сравнение показаний часов коммуникационного сервера с УССВ осуществляется 1 раз в 5 минут, корректировка часов коммуникационного сервера производится при расхождении с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера БД с часами коммуникационного сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов сервера БД производится при расхождении с часами коммуникационного сервера на величину более ± 1 с. Сравнение показаний часов УСПД с часами коммуникационного сервера осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами коммуникационного сервера на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более ± 1 с. Передача информации от счётчика до УСПД, от УСПД до коммуникационного сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ составляет не более ± 5 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счётчика, УСПД, коммуникационного сервера и сервера БД отражаются в соответствующих журналах событий.

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 ПО 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 Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение					
	Идентификационное наименование ПО	Amrserver.exe	Amrc.exe	Amra.exe	Cdbora2.dll	encryptdll.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.9.4.0	не ниже 4.9.8.0	не ниже 3.29.1.0	не ниже 4.9.1.0	не ниже 2.0.0.0	-
Цифровой идентификатор ПО	e5aa56528 f5298dccb 0221587ed 16123	b6d9ff42f 59853448 63bc0dc6 6f7416e	524ebbefe e04f5fd0d b5461ceed 6beb2	7db1e4173 056a92e73 3efccfc56b c99e	0939ce05 295fbcbbb a400eeae8 d0572c	b8c331abb 5e3444417 0eee9317d 635cd
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5					

Метрологические и технические характеристики

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

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Пределы допускаемой относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Дзержинская ТЭЦ ТГ-1	ТШВ-15 К _{ТТ} =8000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 5718-76	НОЛ.08-6УТ2 К _{ТН} =6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,6
2	Дзержинская ТЭЦ ТГ-2	ТШ-20 К _{ТТ} =10000/5 Кл.т. 0,2 Рег. № 8771-82	ЗНОЛ.06-10У3 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	0,9	1,6
						реактивная	1,5	2,5
3	Дзержинская ТЭЦ ГТУ-3	IRB-260 К _{ТТ} =12000/1 Кл.т. 0,2 Рег. № 34312-07	GSE-10 К _{ТН} =10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 34311-07	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,7
4	Дзержинская ТЭЦ ТГ-4	ТШЛ-20-1 К _{ТТ} =8000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 21255-03	ЗНОЛПМ-6 К _{ТН} =6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	0,9	1,6
						реактивная	1,5	3,3
5	Дзержинская ТЭЦ ТГ-5	ТШЛ-20Б-1 К _{ТТ} =8000/5 Кл.т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОЛ.06 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	0,6	1,4
						реактивная	1,1	2,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Дзержинская ТЭЦ ТГ-6	ТШЛ-20Б-1 Ктт=8000/5 Кл.т. 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-20-63 Ктн=18000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная	0,9	1,6
						реактивная	1,5	2,5
7	Дзержинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ «Блочная-б»	ТФЗМ 110Б Ктт=2000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 26420-04	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 14205-94	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
8	Дзержинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ «Блочная»	ТВ-110 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 20644-03	НКФ-110-83 У1 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 1188-84	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
9	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 1, ВЛ-123	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 24218-08	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	0,8	2,3
						реактивная	1,5	4,1
10	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 3, ВЛ-130	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 24218-08	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	0,8	2,3
						реактивная	1,5	4,1
11	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 15 ВЛ-142	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Рег. № 24218-08	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	0,8	2,3
					реактивная	1,5	4,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 19, ВЛ-149	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 24218-08	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная	0,8	2,3
						реактивная	1,5	4,1
13	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 13 ВЛ-153	SB 0,8 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 24218-08	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	0,8	2,3
						реактивная	1,5	4,1
14	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 5, ВЛ-157	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 24218-08	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	0,8	2,3
						реактивная	1,5	4,1
15	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 7, ВЛ-158	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 24218-08	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	0,8	2,3
					реактивная	1,5	4,1	
16	Дзержинская ТЭЦ, ОВ-110	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 20951-06	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2 Рег. № 24218-08	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	активная	0,8	2,3	
					реактивная	1,5	4,1	
17.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 4, ф. 4Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	активная	1,0	2,3	
					реактивная	1,8	4,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 4, ф. 4Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,8
18.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 8, ф. 8Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,0	2,3
						реактивная	1,8	4,2
18.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 8, ф. 8Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,8
19.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 9, ф. 9Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная	1,0	2,3
						реактивная	1,8	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 9, ф. 9Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	0,9	1,6
			НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49			реактивная	1,6	2,8
20.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 10, ф. 10Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,0	2,3
			НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49			реактивная	1,8	4,2
20.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 10, ф. 10Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1802RAL-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная реактивная	0,9 1,6	1,6 2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 14, ф. 14Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,0	2,3
			НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49			реактивная	1,8	4,2
21.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 14, ф. 14Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	А1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	0,9	1,6
			НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49			реактивная	1,6	2,8
22.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 15, ф. 15Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная	1,0	2,3
			НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49			реактивная	1,8	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 15, ф. 15Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная	1,0 1,8	2,3 4,2
23	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 16, КЛ 6 кВ ф. 16Ш	ТПОЛ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная	1,3 2,5	3,3 5,7
24.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 17, ф. 17Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная реактивная	1,0 1,8	2,3 4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 17, ф. 17Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная реактивная	1,0 1,8	2,3 4,2
25.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 19, ф. 19Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная	1,0 1,8	2,3 4,2
25.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 19, ф. 19Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1802RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная реактивная	0,9 1,6	1,6 2,8
26	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 26, КЛ 6 кВ ф. 26Ш	ТПОЛ-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная	1,3 2,5	3,3 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 32, ф. 32Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,0	2,3
						реактивная	1,8	4,2
27.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 32, ф. 32Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	А1802RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,8
28.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 33, ф. 33Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=800/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,0	2,3
			НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49			реактивная	1,8	4,2
28.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 33, ф. 33Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=800/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	А1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная	1,0	2,3
			НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49			реактивная	1,8	4,2
29.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 34, ф. 34Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,0	2,3
						реактивная	1,8	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 34, ф. 34Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,8
30.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 35, ф. 35Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,0	2,3
			НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49			реактивная	1,8	4,2
30.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 35, ф. 35Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	A1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная	1,0	2,3
			НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49			реактивная	1,8	4,2
31.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 36, ф. 36Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,0	2,3
			НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49			реактивная	1,8	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
31.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 36, ф. 36Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1802RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	0,9 1,6	1,6 2,8
32.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 37, ф. 37Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная реактивная	1,0 1,8	2,3 4,2
32.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 37, ф. 37Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	0,9 1,6	1,6 2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 38, ф. 38Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная	1,0 1,8	2,3 4,2
33.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 38, ф. 38Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная реактивная	1,0 1,8	2,3 4,2
34.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 39, ф. 39Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная	1,0 1,8	2,3 4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 39, ф. 39Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	0,9 1,6	1,6 2,8
35.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 40, ф. 40Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная реактивная	1,0 1,8	2,3 4,2
35.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 40, ф. 40Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная реактивная	0,9 1,6	1,6 2,8
36.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 43, ф. 43Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная реактивная	1,0 1,8	2,3 4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
36.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 43, ф. 43Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	A1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		активная	1,0	2,3
						реактивная	1,8	4,2
37	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 48, КЛ-48ША	ТВЛМ-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
38	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ- 6 кВ, 3 сек., яч. 50, КЛ-50ША	ТЛМ-6 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 3848-73	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
39	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 50, КЛ-50ШБ	ТВЛМ-10 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
40	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 64, КЛ-64ША	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
41	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 64, КЛ-64ШБ	ТОЛ-10 Ктт=200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 7069-79	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
42	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 66, КЛ-66ША	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
43	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 66, КЛ-66ШБ	ТЛМ-10 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
44	Дзержинская ТЭЦ, секция 1РО-6 кВ, яч. 5, КЛ ф. 1 СУ ТЭЦ	ТПФМ-10 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
45	Дзержинская ТЭЦ, КРУ-6кВ, секция 2РО-6 кВ, яч. 22, КЛ-6 кВ	ТЛ-10 Ктт=300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 4346-03	ЗНОЛ.06 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	RTU-327 Рег. № 41907-09	активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
46	Дзержинская ТЭЦ, КТП2-0,4кВ, сек. 1 п. 2 (ниж. прис.) КЛ 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 Т-0,66 У3 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,0	3,2
						реактивная	2,1	5,6
47	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 61, КЛ-61ШБ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 159-49	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
48	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 6, КЛ-6Ш	ТПОЛ-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 380-49	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,7
49	Дзержинская ТЭЦ, КТП2-0,4 кВ, сек. 1, п. 3 (сред. прис.) КЛ 0,4 кВ	ТК-20 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1407-60	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,0	3,2
						реактивная	2,1	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
50	Дзержинская ТЭЦ КТП2-0,4 кВ, сек. 2, п. 2 (верх. прис.) КЛ 0,4 кВ	ТК-20 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 1407-60	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	1,0	3,2
						реактивная	2,1	5,6

* 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 $(0,95-1,05) \cdot U_n$; сила тока $(1,0-1,2) \cdot I_n$; $\cos j = 0,9$ инд. ($\sin j = 0,5$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц; магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл;

- температура окружающей среды: (23 ± 2) °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока для ИК №№ 1-3, 5-8, 23, 26, 37-45, 46-50 $(0,05-1,2) \cdot I_{н1}$; диапазон силы первичного тока для остальных ИК $(0,01-1,2) \cdot I_{н1}$; 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 °С;

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

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

Для счётчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9-1,1) \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2) \cdot I_{н2}$; 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.03, СЭТ-4ТМ.03М и ПСЧ-4ТМ.05М от минус 40 до плюс 60 °С; для счётчиков типа Альфа А1800 от минус 40 до плюс 65 °С;

- относительная влажность воздуха для счётчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М и ПСЧ-4ТМ.05М не более 90 % при плюс 30 °С; для счётчиков типа Альфа А1800 не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление для счётчиков типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М и ПСЧ-4ТМ.05М от 70,0 до 106,7 кПа; для счётчиков типа Альфа А1800 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 от плюс 15 до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

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

5 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1-3, 5-8, 23, 26, 37-45, 46-50 указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК - для силы тока 2 % от $I_{ном}$ $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счётчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, перечисленными в таблице 2. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа. 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.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T=140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- счётчик ПСЧ-4ТМ.05М - среднее время наработки на отказ не менее $T=140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- счётчик Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- УСПД RTU-327 - среднее время наработки на отказ не менее $T=35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=24$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T=70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=1$ 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:

- счётчики типов СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М и ПСЧ-4ТМ,05М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- счётчики типа Альфа А1800 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- УСПД RTU-327 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 3,5 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 АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТШВ-15	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШ-20	3 шт.
Трансформаторы тока	IRB-260	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20Б-1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б	3 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110	3 шт.
Трансформаторы тока встроенные	SB 0,8	24 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	72 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-6	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3 шт.
Трансформаторы тока стационарные	ТК	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	2 шт.
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	9 шт.
Трансформаторы напряжения	GSE-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛПМ	3 шт.

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Трансформаторы напряжения однофазные	ЗНОМ-20-63	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83 У1	3 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	16 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	44 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	18 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	2 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-35HVS	1 шт.
Сервер БД	HP ProLiant DL380 R07	2 шт.
Методика поверки	-	1 экз.
Паспорт-формуляр	АУВГ.420085.075 ПС	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 65893-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» в октябре 2016 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.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счётчик ПСЧ-4ТМ.05М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- счётчик Альфа А1800 - в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденным в 2012 г.;

- УСПД RTU-327 - в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 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 °С, дискретность 0,1 °С; 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 документе АУВГ.420085.075.ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс». Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

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

Филиал «Нижегородский» Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Алексеевская, д. 10/16, Бокс 62

Юридический адрес: 143421, Московская область, Красногорский р-н, автодорога «Балтия», территория бизнес-центр «Рига-Ленд», строение 3

Телефон/факс: (831) 257-71-11

Заявитель

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

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (929) 935-90-11

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

E-mail: info@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.

« ____ » _____ 2016 г.