



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.011.A № 48170

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Объединенная
энергетическая компания" ПС № 87 220/10 кВ "Щедрино" ("Заболотье")**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 87

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Открытое акционерное общество "Объединенная энергетическая компания"
(ОАО "ОЭК"), г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51243-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 51243-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **21 сентября 2012 г. № 775**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 006715

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Объединенная энергетическая компания» ПС № 87 220/10 кВ «Щедрино» («Заболотье»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Объединенная энергетическая компания» ПС № 87 220/10 кВ «Щедрино» («Заболотье») (далее — АИИС КУЭ «Щедрино») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, обеспечения эффективного автоматизированного контроля и учета потребления электроэнергии, осуществления сбора, обработки, хранения и отображения информации параметров электропотребления, поступающих от цифровых счетчиков коммерческого учета электроэнергии и регистрации параметров потребления, а также для передачи информации в центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) ОАО «ОЭК», и предоставление доступа со стороны ОАО «МОЭСК», ОАО «АТС», ОАО «Мосэнергосбыт» и смежных сетевых организаций.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ «Щедрино» является трехуровневой системой с распределенной функцией измерения и централизованной функцией сбора и обработки данных.

АИИС КУЭ «Щедрино» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), выполняющие функции проведения измерений электроэнергии, включающие: измерительные трансформаторы тока и напряжения, многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии серии СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М производства ОАО «ННПО имени М.В.Фрунзе»;

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ «Щедрино», выполняющий функции консолидации информации по данной электроустановке, включающий в себя: устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 производства ООО «Эльстер-Метроника», источник бесперебойного питания, а так же коммуникационное оборудование и каналы связи для организации информационного обмена между уровнями системы. Непосредственно на ПС «Щедрино» установлены технические средства уровней ИИК, ИВКЭ.

3-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ «Щедрино», включающий в себя: коммуникационное оборудование и компьютеры, предназначенные для выполнения функций сбора и хранения данных, а также автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) обеспечивающие пользовательский интерфейс, в том числе печать отчетов.

Счетчики электрической энергии являются измерительными приборами, построенными по принципу цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерения и всеми функциональными узлами счетчика осуществляется высокопроизводительным микроконтроллером (МК), который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память программ. Управление узлами производится через аппаратно-программные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК.

Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП). АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллеру.

Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока, активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре.

МК управляет работой устройства индикации с целью отображения измеренных данных. Режим индикации может изменяться посредством кнопок клавиатуры управления.

Сбор информации со счетчиков осуществляется по запросу ИВКЭ. Каналы связи между ИВКЭ и ИИК организованы следующим образом: счетчики подключены при помощи интерфейса RS-485 к Ethernet-серверу, далее через коммутатор сети Ethernet к УСПД.

Опрос ИВКЭ со стороны ИВК производится в автоматическом режиме или по запросу оператора. Вся информация поступает в ИВК в электронном виде. К УСПД через коммутатор сети Ethernet подключено АРМ. Сбор информации с ИВКЭ осуществляется по запросу ИВК. Между ИВКЭ и ИВК организовано два канала связи на основе сотовой сети стандарта GSM одного оператора связи.

Вычисление величин потребления электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации автоматически производится программным обеспечением в составе ИВК ЦСОИ ОАО «ОЭК». На компьютерном оборудовании ИВК выполняется накопление, хранение, резервное копирование измерительной информации, в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

На АРМ операторов системы выполняется мониторинг измерительной информации, анализ, печать отчетных форм. Передача данных из АИИС КУЭ «Щедрино» в смежные сетевые организации осуществляется по электронной почте.

Поддержание единого системного времени уровней ИИК, ИВКЭ осуществляется посредством приемника сигналов точного времени УССВ, подключенного к УСПД. УСПД автоматически синхронизируется при помощи УССВ не менее одного раза в сутки по сигналам точного времени системы GPS при помощи GPS-приемника УССВ-35 HVS. Синхронизация времени уровня ИИК осуществляется от уровня ИВКЭ. Имеется возможность синхронизации времени уровня ИВКЭ от ЦСОИ.

Синхронизация УСПД происходит при превышении разности времени, полученного от УССВ и времени УСПД по абсолютному значению более чем на 2 секунды. При опросе УСПД устанавливает в счетчиках точное время в случае превышения разности времени УСПД и счетчика более чем на 2 секунды. Синхронизация счетчиков от ИВКЭ производится один раз в сутки, автоматически.

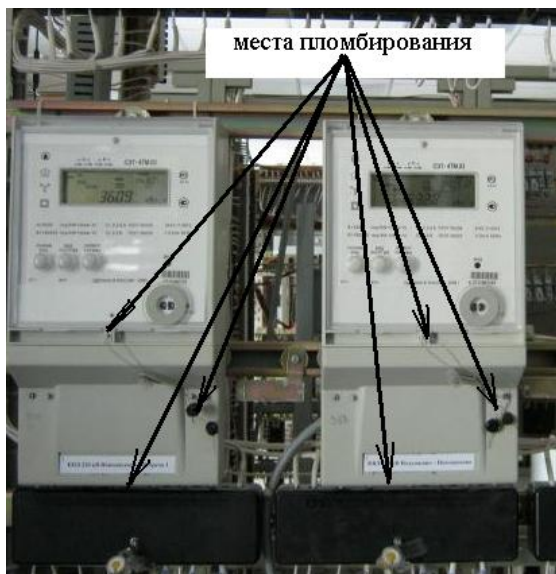
В нормальном режиме работы ИИК, ИВКЭ участие оператора для выполнения функций АИИС КУЭ «Щедрино» не требуется. Все функции выполняются автоматически.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 3-х и 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, параметров электрической сети
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета 30 мин;
- автоматическое выполнение измерений времени;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций – участников договорных отношений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ «Щедрино».

Внешний вид шкафа УССВ, шкафа УСПД и монтажа счетчиков с указанием мест пломбирования



Программное обеспечение

В состав программного обеспечения системы входит ПО "Альфа-Центр" из состава «Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр», утвержденного типа (Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений № 44595-10).

Программное обеспечение «Альфа-Центр» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Программное обеспечение (ПО) ИВК имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из следующих основных компонентов и модулей: программа — планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей), драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД, драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД, драйвер работы с БД, библиотека шифрования пароля счетчиков, библиотека сообщений планировщика опросов.

Предусмотрены меры защиты ПО от преднамеренного и непреднамеренного изменения:

- пользователь не имеет возможность обновления или загрузки новых версий ПО без фиксации в журнале событий;
- без нарушения целостности конструкции и заводских пломб невозможно удаление запоминающего устройства, или его замена другим устройством;
- в процессе работы невозможно ввести данные измерений, полученные вне измерительных компонентов системы;
- обеспечена защита программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа

Защита программы от непреднамеренных воздействий обеспечивается функциями резервного копирования.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов системы и определяются классом применяемых электросчетчиков.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Таблица 1 Метрологически значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программа — планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	версия 12	24dc80532f6d9391dc47f5dd7a a5df37	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe	версия 12	783elab6f99a5a7ce4c6639bf7 ea7d35	MD5
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe	версия 12	3408aba7e4f90b8ae22e26cd1b360e98	MD5
Драйвер работы с БД	cdbora2.dll	версия 12	0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	MD5
Библиотека шифрования пароля счетчиков	cncryptdll.dll	версия 12	0939ce05295fbcbbba400eeae8 d0572c	MD5
Библиотека сообщения планировщика опросов	alphamess.dll	версия 12	b8c331abb5e34444170eee9317635cd	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ: метрологические характеристики (МХ) АИИС КУЭ «Щедрино» указаны в таблице 3 с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электроэнергии	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3.
Количество точек учета, шт.	95
Интервал измерений, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности часов, не более, секунд в сутки	±5

Параметр	Значение
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В	220+22
Частота, Гц	50±1
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	0,4; 10; 220
Первичные номинальные токи, кА	0,1; 0,3; 0,5; 0,6; 1,0; 1,5; 3,0
Номинальное вторичное напряжение, В	100; 380
Номинальный вторичный ток, А	5
Температурный диапазон окружающей среды: -счетчиков электроэнергии, °С -трансформаторов тока и напряжения, °С - компьютерное оборудование ИВК и АРМ, °С	от 10 до 40 от 10 до 40 от 15 до 30
Габаритные размеры: -шкаф УССВ, мм, не более; -шкаф УСПД, мм, не более; -счетчик электроэнергии, мм, не более.	400 × 330 × 250 600 × 1060 × 2050 330 × 170 × 80,2
Масса: -шкаф УССВ, кг, не более; -шкаф УСПД, кг, не более; -счетчик электроэнергии, кг, не более.	7,5 250 1,6
Средний срок службы системы, не менее, лет	10

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ «Щедрино» с указанием наименований точек учета, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, номеров регистрации средств измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, представлен в таблице 3.

Таблица 3

№ ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов				Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик электроэнергии	УСПД	Вид энергии, Актив/Реактив	Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ 220 кВ ТЭЦ-21	JK ELK CN-14-560 1000/1 0,2S 28839-05	STE 1/245 220000/√3/100/√3 0,2 33111-06	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,5 ± 0,8	± 2,0 ± 2,9
2	ВЛ 220 кВ ТЭЦ-27	JK ELK CN-14-560 1000/1 0,2S 28839-05	STE 1/245 220000/√3/100/√3 0,2 33111-06	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,5 ± 0,8	± 2,0 ± 2,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ШСЭВ 220 кВ	JK ELK CN-14-560 1000/1 0,2S 28839-05	STE 1/245 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 33111-06	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	$\pm 0,5$ $\pm 0,8$	$\pm 2,0$ $\pm 2,9$
4	T1 220кВ	JK ELK CN-14-560 500/1 0,2S 28839-05	STE 1/245 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 33111-06	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	$\pm 0,5$ $\pm 0,8$	$\pm 2,0$ $\pm 2,9$
5	T2 220кВ	JK ELK CN-14-560 500/1 0,2S 28839-05	STE 1/245 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 33111-06	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	$\pm 0,5$ $\pm 0,8$	$\pm 2,0$ $\pm 2,9$
6	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №102	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
7	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №103	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
12	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №110	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
13	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №111	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
14	КРУ-10 кВ, ТДГР-1, яч. №112	ТОЛ-10-1-8-У2 300/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
15	КРУ-10 кВ, ТСН-1, яч. №113	ТОЛ-10-1-8-У2 300/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
16	КРУ-10 кВ, ввод 1 сек. от Т1, яч. №115	ТЛШ-10У3 3000/5 0,2S 11077-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$
17	КРУ-10 кВ, СВ-2, яч. №201	ТОЛ-10-1-8-У2 1500/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	$\pm 0,8$ $\pm 1,0$	$\pm 2,3$ $\pm 3,1$

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №202	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
19	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №203	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
20	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №204	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
21	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №205	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
22	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №206	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
23	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №209	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
24	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №210	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
25	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №211	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
26	КРУ-10 кВ, ТДГР-2, яч. №212	ТОЛ-10-1-8-У2 300/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
27	КРУ-10 кВ, ввод 2 сек. от Т2, яч. №214	ТЛШ-10У3 3000/5 0,2S 11077-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
28	КРУ-10 кВ, фидер 26023а, яч. №302	ТОЛ-10-1-8-У2 1000/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
29	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №303	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №304	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
31	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №305	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
32	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №306	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
33	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №309	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
34	КРУ-10 кВ, фидер 21031β, яч. №310	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
35	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №311	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
36	КРУ-10 кВ, ТДГР-3, яч. №312	ТОЛ-10-1-8-У2 300/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
37	КРУ-10 кВ, ввод 3 сек. от Т1, яч. №313	ТЛШ-10У3 3000/5 0,2S 11077-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
38	КРУ-10 кВ, СВ-4, яч. №401	ТОЛ-10-1-8-У2 1500/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
39	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №402	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ- 4ТМ.03М 0,2S/0,5 36697-08	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
40	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №403	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
41	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №404	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
42	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №405	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
43	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №406	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
44	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №409	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ- 4ТМ.03М 0,2S/0,5 36697-08	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
45	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №410	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
46	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №411	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
47	КРУ-10 кВ, ТДГР-4, яч. №412	ТОЛ-10-1-8-У2 300/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
48	КРУ-10 кВ, ввод 4 сек. от Т2, яч. №414	ТЛШ-10У3 3000/5 0,2S 11077-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
49	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №502	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ- 4ТМ.03М 0,2S/0,5 36697-08	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
50	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №503	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ- 4ТМ.03М 0,2S/0,5 36697-08	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
51	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №504	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
52	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №505	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
53	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №506	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
54	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №509	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
55	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №510	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
56	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №511	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
57	КРУ-10 кВ, ТДГР-5, яч. №512	ТОЛ-10-1-8-У2 300/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
58	КРУ-10 кВ, ввод 5 сек. от Т1, яч. №514	ТЛШ-10У3 3000/5 0,2S 11077-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ- 4ТМ.03М 0,2S/0,5 36697-08	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
59	КРУ-10 кВ, СВ-6, яч. №601	ТОЛ-10-1-8-У2 1500/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
60	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №602	ТОЛ-10-1-8-У2 1000/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
61	КРУ-10 кВ, фидер 26023β, яч. №603	ТОЛ-10-1-8-У2 1000/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
62	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №604	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
63	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №605	ТОЛ-10-1-8-У2 1000/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ- 4ТМ.03М 0,2S/0,5 36697-08	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
64	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №606	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	А Р	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
65	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №609	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
66	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №610	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
67	КРУ-10 кВ, фидер 20087, яч. №611	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
68	КРУ-10 кВ, ТСН-2, яч. №612	ТОЛ-10-1-8-У2 300/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
69	КРУ-10 кВ, ТДГР-6, яч. №613	ТОЛ-10-1-8-У2 300/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
70	КРУ-10 кВ, ввод 6 сек. от Т2, яч. №615	ТЛШ-10У3 3000/5 0,2S 11077-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
71	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №702	ТОЛ-10-1-8-У2 1500/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
72	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №703	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
73	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №704	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
74	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №705	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
75	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №706	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
76	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №709	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
77	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №710	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
78	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №711	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
79	КРУ-10 кВ, ТДГР-7, яч. №712	ТОЛ-10-1-8-У2 300/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
80	КРУ-10 кВ, ввод 7 сек. от Т1, яч. №714	ТЛШ-10У3 3000/5 0,2S 11077-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
81	КРУ-10 кВ, СВ-8, яч. №801	ТОЛ-10-1-8-У2 1500/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
82	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №802	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
83	КРУ-10 кВ, фидер 26176, яч. №803	ТОЛ-10-1-8-У2 1000/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
84	КРУ-10 кВ, фидер 17077, яч. №804	ТОЛ-10-1-8-У2 1000/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
85	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №805	ТОЛ-10-1-8-У2 1000/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
86	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №806	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
87	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №809	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
88	КРУ-10 кВ, фидер 21031а, яч. №810	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
89	КРУ-10 кВ, линия 10кВ, яч. №811	ТОЛ-10-1-8-У2 600/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
90	КРУ-10 кВ, ТДГР-8, яч. №812	ТОЛ-10-1-8-У2 300/5 0,2S 15128-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
91	КРУ-10 кВ, ввод 8 сек. от Т2, яч. №813	ТЛШ-10У3 3000/5 0,2S 11077-07	НОЛ.08-10УТ2 10000/√3/100/√3 0,5 3345-09	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 0,8 ± 1,0	± 2,3 ± 3,1
92	Панель 3Н 1 секция, проходная, 0, 4 кВ	Т-0,66 У3 100/5 0,5 22656-07	прямое включение	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 1,0 ± 1,5	± 5,6 ± 6,3
93	Панель 4Н, ввод 1 сек. 0,4 кВ от ТСН-1	ТШ-0,66 1500/5 0,5 28649-05	прямое включение	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 1,0 ± 1,5	± 5,6 ± 6,3
94	Панель 6Н, ввод 3 сек. 0,4 кВ от ТСН-3	ТШ-0,66 1500/5 0,5 28649-05	прямое включение	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 1,0 ± 1,5	± 5,6 ± 6,3
95	Панель 8Н, ввод 2 сек. 0,4 кВ от ТСН-2	ТШ-0,66 1500/5 0,5 28649-05	прямое включение	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 27524-04	RTU-325 37288-08	A P	± 1,0 ± 1,5	± 5,6 ± 6,3

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ «Щедрино»:
 - напряжение питающей сети: напряжение (0,98-1,02)·Uном, ток (1- 1,2)·Iном, cosφ=0,9 инд;
 - температура окружающей среды (20±5) °С.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ «Щедрино»:
 - Напряжение питающей сети (0,9-1,1) ·Uном, сила тока (0,01-1,2) ·Iном, 0,5 инд. ≤ cosφ ≤ 0.8 емк.;
 - температура окружающей среды: от 10 °С до 40 °С (для компьютерного оборудования от 15 до 30 °С);
5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии, по ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена других компонентов системы на однотипные, имеющие технические характеристик не хуже приписанных компонентам системы и совместимых для работы с другими компонентами системы. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ «Щедрино» как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ «Щедрино» основных компонентов системы:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;
- УССВ среднее время наработки на отказ не менее 44000 часов;
- GSM модем среднее время наработки на отказ не менее 2198060 часов.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ «Щедрино» от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков имеют устройства для пломбирования;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

Наличие фиксации в журнале событий счетчика событий:

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД, сервере (функция автоматизирована);

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – не менее 35 суток по каждому каналу измеренной энергии, до 5 лет при отключении питания, при температуре 25 °С;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится сверху справа на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Наименование	Кол. (комплект)
1 Комплект оборудования уровня ИИК	1
2 Шкаф устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325	1
3 Шкаф УССВ	1
4 Шкаф серверный	1
5 Автоматизированное рабочее место (АРМ)	1
6 Методика поверки	1 экз.
7 Паспорт-формуляр	1 экз.
8 Программное обеспечение, на компакт-диске	1

Поверка

осуществляется по документу МП 51243-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Объединенная энергетическая компания» ПС № 87 220/10 кВ «Щедрино» («Заболотье»). Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в мае 2012 г.

Поверка средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется:

- измерительных трансформаторов напряжения типа STE1/245 и НОЛ.08-10УТ2 по ГОСТ 8.216-88 с интервалами между поверками соответственно 4 года (STE1/245) и 8 лет (НОЛ.08-10УТ2);

- измерительных трансформаторов тока типа JK ELK CN14, ТОЛ-10-І, ТЛШ-10, Т-0,66, ТШ-0,66 по ГОСТ 8.217-2003 с интервалами между поверками соответственно 8 лет (ТОЛ-10-І, ТЛШ-10) и 4 года (JK ELK CN14, Т-0,66, ТШ-0,66);

- счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03.09 по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, изложенной в приложении к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, с интервалами между поверками 10 лет и СЭТ-4ТМ.03М по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, изложенной в приложении к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ, с интервалами между поверками 12 лет;

- устройства сбора и передачи данных RTU – 325 в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП» с интервалами между поверками 6 лет.

Основные средства поверки:

- измерительных трансформаторов напряжения, предусмотренные ГОСТ 8.216-88;

- измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;

- счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03.09 в соответствии с приложением к ИЛГШ.411152.124 РЭ и СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;

- устройства сбора и передачи данных RTU – 325 в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП»;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), абсолютная погрешность ± 1 мкс;

- термогигрометр электронный «Center» модель 315, диапазон измерений от минус 20 до плюс 60 °С, абсолютная погрешность $\pm 0,8$ °С, относительной влажности воздуха от 0 до 99 %, абсолютная погрешность $\pm 3,0$ %.

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений представлен в Инструкции по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ «Щедрино»

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электроэнергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии класса точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

МИ 2999-2011 «Рекомендация. ГЦИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

МИ 3286-2010 «Проверка защиты программного обеспечения и определение её уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Техническая документация на АИИС КУЭ «Щедрино».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество "Объединенная энергетическая компания" ОАО «ОЭК»

Юридический адрес: 101000, г. Москва. Кривоколенный пер., д. 10, стр. 4.

Почтовый адрес: 101000, г. Москва. Кривоколенный пер., д. 10, стр. 4.

Тел.: (495) 657-91-01, Факс: (495) 623-04-18

E-mail: info@uneco.ru

Заявитель

ОАО «Мосэнергосбыт» филиал «Мосэнергосбыт-технический центр»

Юридический адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 9.

Почтовый адрес г. Москва, ул. Серпуховский вал, д. 7, стр. 3.

Тел./факс: (495) 775-46-84

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области" (ГЦИ СИ ФБУ "Нижегородский ЦСМ")

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, 1.

Тел./факс (831) 428-78-78, (831) 428-57-95.

E-mail: mail@nncsm.ru

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30011-08 от 15.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.П. « ____ » _____ 2012 г.