

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «ИЦРМ»



А.В. Щетинин

«21» октября 2016 г.

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)**

Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс».

Измерительные каналы.

Методика поверки

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	3
3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	5
4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	6
5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	7
6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	7
7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	7
8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	7
9 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	13
10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	15
Приложение А	16
Приложение Б.....	30

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее – ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (далее – АИИС КУЭ), заводской номер 010, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Дзержинской ТЭЦ филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в приложении А.

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

В случае если на момент проведения комплектной поверки АИИС КУЭ СИ, входящие в состав ИК, поверены и имеют действующие свидетельства о поверке – повторно покомпонентная поверка СИ может не проводиться.

Первичную поверку АИИС КУЭ выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа.

Периодическую поверку АИИС КУЭ выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Периодичность поверки (интервал между поверками) АИИС КУЭ - раз в 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке АИИС КУЭ с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

1 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

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

ГОСТ Р 4.199-85 «СПКП. Системы информационные электроизмерительные. Комплексы измерительно-вычислительные. Номенклатура показателей».

ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки».

МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6 $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации».

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки».

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

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

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)»

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.2.007.3-75 «Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности».

«Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 — Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Подготовка к поверке	7	Да	Да
2. Внешний осмотр	8.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	8.3	Да	Да
5. Проверка УСПД	8.4	Да	Да
6. Проверка функционирования центрального компьютера АИИС КУЭ	8.5	Да	Да
7. Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	8.7	Да	Да
9. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	8.8	Да	Да
10. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	8.9	Да	Да
11. Проверка погрешности часов компонентов АИИС КУЭ	8.10	Да	Да
12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.11	Да	Да
13. Проверка метрологических характеристик измерительных каналов АИИС КУЭ	8.12	Да	Да
14. Подтверждение соответствия программного обеспечения	9	Да	Да
15. Оформление результатов поверки	10	Да	Да

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 — Средства измерений и вспомогательные устройства

№ п/п	Наименование
1	Средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»
2	Средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»
3	Средства измерений в соответствии с документом МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»
4	Средства измерений в соответствии с документом МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»
5	Средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»
6	Средства поверки счетчиков 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.
7	Средства поверки счетчиков 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.
8	Средства поверки счетчиков 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.
9	Средства поверки счетчиков 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.
10	Средства поверки 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.
11	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 %
12	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01
13	Приемник сигналов точного времени (например, радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS))
<p>Примечание - Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений. Все СИ, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа и поверены.</p>	

4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, изучивших настоящую рекомендацию и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.5 Определение погрешности часов компонентов АИИС КУЭ и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется работниками, имеющими опыт работы в области измерений электрических величин, изучившими вышеуказанные документы, а также руководство пользователя по работе с радиочасами «МИР РЧ-01», принимающими сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

4.6 Поверка трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется поверителями средств измерений электрических величин организаций, аккредитованных на право поверки СИ в порядке, установленном законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации, изучившими документ ГОСТ 8.217-2003. «Трансформаторы тока. Методика поверки» и допущенными к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок.

4.7 Поверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется поверителями средств измерений электрических величин организаций, аккредитованных на право поверки СИ в порядке, установленном законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации, изучившими документ «ГОСТ 8.216-2011. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6 $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и допущенными к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок.

4.8 Поверка счетчиков, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется поверителями средств измерений электрических величин организаций, аккредитованных на право поверки СИ в порядке, установленном законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации, изучившими документ, содержащий методику поверки счетчиков, и допущенными

к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок.

5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

5.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.7.

5.3 Все оперативные отключения и включения должны быть проведены в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, а также в соответствии с программой проведения работ в конкретной электроустановке, утвержденной организацией-владельцем АИИС КУЭ и согласованной с организацией, проводящей работы по поверке.

6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

7.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭ (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации в течение интервала между поверками (только при периодической поверке).

7.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства поверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

8.1 Внешний осмотр

8.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

8.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, наличие шильдиков и маркировку компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

8.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре АИИС КУЭ.

8.1.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

8.1.5 При наличии несоответствий по п.п. 8.1.1 – 8.1.4, влияющих на метрологические характеристики (далее – МХ) АИИС КУЭ, дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, в случае невозможности их устранения в процессе поверки, АИИС КУЭ бракуется, выписывается извещение о непригодности.

8.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

8.2.1 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

8.2.2 При наличии несоответствий по п. 8.2.1, либо наличия извещений о непригодности СИ, входящих в состав ИК, дальнейшие операции по поверке прекращаются до их устранения или бракуется отдельный ИК (в случае, когда в состав ИК входит СИ с отсутствующими результатами поверки или имеющий извещение о непригодности). Забракованный ИК исключается из Приложения к свидетельству о поверке.

8.3 Проверка счетчиков электрической энергии

8.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения – схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

8.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

8.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Преобразователь подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

8.3.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

8.3.5 При наличии несоответствий по п.п. 8.3.1 – 8.3.4, дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, в случае невозможности их устранения в процессе поверки ИК, в состав которого входит не прошедший проверку счетчик, бракуется. Забракованный ИК исключается из Приложения к свидетельству о поверке.

8.4 Проверка УСПД

8.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

8.4.2 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

8.4.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

8.4.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти УСПД.

8.4.5 При наличии несоответствий по п.п. 8.4.1 – 8.4.4 дальнейшие операции по поверке прекращаются, в случае невозможности их устранения в процессе поверки АИИС КУЭ бракуется, выписывается извещение о непригодности.

8.5 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии. Проверку считают успешной, если установлена связь со всеми счетчиками и их текущие показания доступны для просмотра.

8.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ. Проверку считают успешной, если глубина хранения измерительной информации составляет не менее срока указанного в описании типа АИИС КУЭ или не менее срока первоначального подключения сервера АИИС КУЭ (начало эксплуатации АИИС КУЭ).

8.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на ЭВМ АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

8.5.4 Проверяют работу аппаратных ключей. Выключают компьютер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта компьютера). Включают компьютер, загружают операционную систему и запускают программу. Проверку считают успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

8.5.5 При наличии несоответствий по п.п. 8.5.1 – 8.5.4 дальнейшие операции по поверке прекращаются, в случае невозможности их устранения в процессе поверки АИИС КУЭ бракуется, выписывается извещение о непригодности.

8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.6.1 Проверка функционирования модемов.

Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ. Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

8.6.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО, используя кабель RS-232. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

8.6.3 При наличии несоответствий по п.п. 8.6.1 – 8.6.2 дальнейшие операции по поверке прекращаются до устранения замечаний.

8.7 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения

Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи трансформатора напряжения (далее – ТН) со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

При проверке мощности ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от $U_{ном}$.

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0) \cdot S_{ном}$.

Измерение мощности нагрузки на вторичные цепи ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой измерений.

П р и м е ч а н и я

1 Допускается измерения мощности нагрузки на вторичных цепях ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ. Результаты проверки считают положительными, если паспорт–протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измери-

тельных трансформаторов.

При обнаружении несоответствий по п. 8.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

8.8 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока

Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и пломб энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи трансформаторов тока (далее – ТТ) со счетчиком электрической энергии.

Измеряют мощность нагрузки на вторичные цепи ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0) \cdot S_{ном}$.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой измерений.

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки на вторичных цепях ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

При обнаружении несоответствий по п. 8.8 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

8.9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков

Измеряют падение напряжения U_n в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов – протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

При обнаружении несоответствий по п. 8.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

8.10 Проверка погрешности часов компонентов АИИС КУЭ.

8.10.1 Проверка устройства синхронизации системного времени УССВ-35HVS.

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов коммуникационного сервера, получающего сигналы точного времени от УССВ. Расхождение показаний радиочасов с часами коммуникационного сервера не должно превышать значения, указанного в описании типа системы. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

8.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика, УСПД и коммуникационного сервера, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика, УСПД и коммуникационного сервера. Расхождение времени часов: счетчик – УСПД, УСПД – коммуникационного сервера, в момент, предшествующий корректировке, не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

8.10.3 При обнаружении несоответствий по п.п. 8.10.1-8.10.2 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

8.11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти центрального сервера.

В момент проверки все технические средства, входящие в проверяемый ИК, должны быть включены.

8.11.1 На центральном компьютере (сервере) АИИС КУЭ распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устранимым отказом какого-либо компонента АИИС КУЭ.

8.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика, УСПД и коммуникационного сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами АИИС КУЭ. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти сервера на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

8.11.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

8.11.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 8.11.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) АИИС КУЭ для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) АИИС КУЭ. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

8.11.5 При обнаружении несоответствий по п.п. 8.11.1-8.11.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

8.12 Проверка метрологических характеристик измерительных каналов АИИС КУЭ.

8.12.1 Расчетными методами проверяют правильность значений характеристик погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ, указанных в проекте описания типа АИИС КУЭ для государственного реестра средств измерений.

8.12.2 Границы интервала основной погрешности измерительного канала (ИК) электроэнергии рассчитывают для вероятности $P=0,95$ для нормальных условий.

8.12.3 Границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электроэнергии вычисляют по формуле (1):

$$\delta_{ИКОА} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta А}^2 + \delta_{\lambda}^2 + \delta_{oc}^2} \quad (1)$$

где $\delta_{ИКОА}$ – границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{ТТ}$ – предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора тока (ТТ) в %;

$\delta_{ТН}$ – предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора напряжения (ТН) в %;

- $\delta_{\theta A}$ – границы интервала относительной погрешности измерения активной электроэнергии обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;
- δ_L – предел допускаемой относительной погрешности, обусловленной потерями напряжения в линии связи между ТН и счетчиком в %;
- δ_{OC} – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии в %.

Границы интервала суммарной абсолютной угловой погрешности θ в минутах и границы интервала относительной погрешности $\delta_{\theta A}$ в % определяются по формулам:

$$\theta = \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \quad (2)$$

$$\delta_{\theta A} = 0,029 \cdot \theta \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

где θ_I и θ_U – пределы допускаемых угловых погрешностей ТТ и ТН в минутах, соответственно;

φ – угол сдвига между векторами первичных тока и напряжения в градусах.

8.12.4 Границы интервала погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации рассчитывают для вероятности 0,95. В качестве рабочих условий используют данные, указанные в МИ 2999, либо предусмотренные технической документацией на систему.

8.12.5 Границы интервала относительной погрешности ИК активной электроэнергии в рабочих условиях вычисляют по формуле (4):

$$\delta_{IKP A} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\theta A}^2 + \delta_L^2 + \delta_{OC}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп_i}^2} \quad (4)$$

где $\delta_{IKP A}$ – границы интервала относительной погрешности ИК активной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{TT}, \delta_{TH}, \delta_{\theta A}, \delta_L, \delta_{OC}$ – те же величины, что и в формуле 1;

$\delta_{доп_i}$ – предел относительной допускаемой дополнительной погрешности счетчика электроэнергии в рабочих условиях от i -ой влияющей величины;

m – общее число влияющих величин.

8.12.6 Границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии вычисляют по формуле (5):

$$\delta_{IKOP} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\theta P}^2 + \delta_L^2 + \delta_{OC}^2} \quad (5)$$

где δ_{IKOP} – границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{\theta P}$ – границы интервала относительной погрешности измерения реактивной электроэнергии, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;

$$\delta_{\theta P} = 0,029 \cdot \theta \cdot \operatorname{ctg} \theta \quad (6)$$

Остальные величины в формулах (5) и (6) те же, что в формулах (1) и (3).

8.12.7 Границы интервала относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в рабочих условиях вычисляют по формуле (7)

$$\delta_{IKP P} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\theta P}^2 + \delta_L^2 + \delta_{OC}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп_i}^2} \quad (7)$$

где все величины те же, что в формулах (1), (3), (4) и (6).

П р и м е ч а н и е - Формулы (1), (4), (5) и (7) даны для случая, когда отклонение внешних влияющих величин от нормальных значений вызывает дополнительные погрешности только у счетчика электроэнергии, а составляющими погрешности измерения электроэнергии, обусловленными погрешностью задания интервала времени интегрирования электрической мощности, погрешностью передачи информации по ГОСТ 4.199, погрешностью обработки данных,

можно пренебречь.

8.12.8 При обнаружении несоответствий по п.п. 8.12.1-8.12.7 дальнейшие операции по проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

9.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения указанных в описании типа:

- наименование программного обеспечения;
- идентификационное наименование программного обеспечения;
- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;
- цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода);
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения.

9.2 Проверка выполняется в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» и ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

9.2.1 Проверка документации в части программного обеспечения.

На испытания представляется документация на программное обеспечение: Руководство пользователя. Представленная техническая документация должна соответствовать ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

9.2.2 Проверка идентификации программного обеспечения АИИС КУЭ

Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствует заявленным (наименование ПО и его версия определяются после загрузки ПО в разделе «справка»).

Результат испытаний считать положительным, если Идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствует заявленному.

9.2.3 Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения

На выделенных модулях ПО проверить Цифровые идентификаторы (например, с помощью программы Unreal Commander или FSUMM). Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5. Контрольные суммы исполняемого кода предоставляются Заказчиком на каждый выделяемый модуль ПО.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлен ПО «АльфаЦЕНТР». Запустить менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить файлы, указанные в проекте описания типа на АИИС КУЭ. Далее, запустив соответствующую программу, просчитать хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выделенным файлам, содержат код MD5 в текстовом формате. Наименование файла MD5 строго соответствует наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

Сведения об идентификационных данных (признаках) ПО СИ и методах его идентификации вносят в протокол испытаний в виде, представленном в таблице 3.

Таблица 3 – Форма для внесения сведений об идентификационных данных ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	
Цифровой идентификатор ПО	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице А.1 нормированы с учетом ПО.

9.2.4 Проверка уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

9.2.4.1 Проверку уровня защиты ПО СИ от непреднамеренных и преднамеренных изменений (уровни низкий, средний, высокий) проводят на основании результатов исследований ПО СИ, выполненных по пп. 9.2.4.2-9.2.4.3, при этом учитывают необходимость применения специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений (см. таблицу 4).

Таблица 4 - Уровни защиты ПО СИ

Уровень защиты ПО СИ от непреднамеренных и преднамеренных изменений	Описание
низкий	Не требуется специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений.
средний	Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные недостаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.
высокий	Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

9.2.4.2 Проверка защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от случайных или непреднамеренных изменений.

– на основе анализа документации определяется наличие (отсутствие) средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий (например, наличие энергонезависимой памяти для хранения измеренных данных);

– на основе функциональных проверок, имитирующих непредсказуемые физические воздействия, убеждаются в действии средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий;

– на основе анализа документации и проведения функциональных проверок, имитирующих различного рода ошибки или иные изменения случайного или непреднамеренного характера, проверяется их обнаружение и фиксация в журнале(ах) событий.

9.2.4.3 Проверка защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений.

– проверка наличия специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений;

– проверка фиксации в журнале событий действий, связанных с обновлением (загрузкой) метрологически значимой части ПО СИ, изменением или удалением измеренных данных в памяти СИ, изменением параметров ПО СИ, участвующих в вычислениях и влияющих на результат измерений;

– проведение функциональных проверок, имитирующих наступление событий, подлежащих обнаружению и фиксации в журнале событий ПО СИ;

– проверка невозможности искажения либо несанкционированного удаления данных журнала событий без нарушения защиты иных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений;

– проверка соответствия полномочий пользователей, имеющих различные права доступа к функциям метрологически значимой части ПО СИ и измеренным данным;

– проверка наличия в конструкции СИ обеспечения защиты запоминающего устройства от несанкционированной замены.

9.2.4.4 Сведения о защите метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от случайных или непреднамеренных изменений, о защите метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений, и об уровне защиты ПО СИ от непреднамеренных и преднамеренных изменений вносят в протокол испытаний.

На ИВК распечатывают данные по любому измерительному каналу за предыдущие сутки, выключают ИВК. Через 5 мин включают ИВК, распечатывают данные по этому же каналу за предыдущие сутки и сравнивают с ранее распечатанными данными, при этом данные должны быть идентичны.

На ИВК производят попытку удаления любого файла, вносимого в таблицу 3, при этом на экран монитора ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности удаления файла.

9.2.4.5 Проверка уровня защиты ПО АИИС КУЭ от преднамеренных изменений:

– на ИВК производят попытку введения заведомо неверного пароля, при этом на экран ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности доступа к программе;

– на ИВК производят копирование программ, вносимых в таблицу 3. С помощью редактора искажают содержимое 2-4 байта скопированных файлов, рассчитывают новое значение контрольных сумм измененных файлов, которое должно отличаться от внесенных в таблицу 3;

– на ИВК производят попытку замены файла на модифицированный, при этом на экран ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности замены файла.

Результат проверки считается положительным, если выполняются требования настоящего пункта.

10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

10.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Министерства промышленности и торговли РФ от 02 июля 2015г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

10.2 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Министерства промышленности и торговли РФ от 02 июля 2015г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.

Разработал:
Инженер
ООО «ИЦРМ»



П.С. Казаков

Приложение А

(обязательное)

Таблица А.1 — 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 основной 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 Зав. № 813 Зав. № 811 Зав. № 810	НОЛ.08-6 УТ2 К _{ТН} =6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 9172 Зав. № 9169	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112050082		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 Зав. № 816 Зав. № 474 Зав. № 27	ЗНОЛ.06-10 У3 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 13308 Зав. №12742 Зав. № 556	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112050077	RTU-327 Зав. № 005594	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 Зав. № 96/781046 Зав. № 96/781047 Зав. № 96/781048	GSE-10 К _{ТН} =10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 95/796803 Зав. № 95/796802 Зав. № 95/796801	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811090707		активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Дзержинская ТЭЦ ТГ-4	ТШЛ-20-1 Ктт=8000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 136 Зав. № 142 Зав. № 137	ЗНОЛПМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 2000944 Зав. № 2001202 Зав. № 2001203	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112050025	RTU-327 Зав. № 005594	активная	0,9	1,6
						реактивная	1,5	3,3
5	Дзержинская ТЭЦ ТГ-5	ТШЛ-20Б-1 Ктт=8000/5 Кл.т. 0,2 Зав. № 6530 Зав. № 6598 Зав. № 6855	ЗНОЛ.06-10 У3 Ктн=10000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 11470 Зав. № 11469 Зав. № 11471	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111054167		активная	0,6	1,4
						реактивная	1,1	2,3
6	Дзержинская ТЭЦ ТГ-6	ТШЛ-20Б-1 Ктт=8000/5 Кл.т. 0,2 Зав. № 562 Зав. № 538 Зав. № 559	ЗНОМ-20-63 Ктн=18000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 52159 Зав. № 52161 Зав. № 52155	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111054148		активная	0,9	1,6
						реактивная	1,5	2,5
7	Дзержинская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ «Блочная-6»	ТФЗМ 110Б Ктт=2000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 10825 Зав. № 10824 Зав. № 10855	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 22795 Зав. № 22790 Зав. № 22789	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100090		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 Зав. № 1307 Зав. № 1310 Зав. № 860	НКФ-110-83 У1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 60037 Зав. № 59977 Зав. № 60062	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100273	активная	1,3	3,3	
					реактивная	2,5	5,7	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
9	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 1, ВЛ-123	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 06053391 Зав. № 06053392 Зав. № 06053393	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 8371 Зав. № 8369 Зав. № 8379 НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 2110 Зав. № 2217 Зав. № 2172	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100294	RTU-327 Зав. № 005594	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 Зав. № 06053394 Зав. № 06053395 Зав. № 06053396		ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 0606100187		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 Зав. № 06053397 Зав. № 06053398 Зав. № 06053399		ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100097		активная	0,8	2,3	
				реактивная	1,5	4,1			
12	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 19, ВЛ-149	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 06053401 Зав. № 06053402 Зав. № 06053403	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100314	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 Зав. № 06053404 Зав. № 06053405 Зав. № 06053406	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100249	активная	0,8	2,3			
				реактивная	1,5	4,1			

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Дзержинская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 5, ВЛ-157	SB 0,8 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 06053407 Зав. № 06053408 Зав. № 06053409	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 8371 Зав. № 8369 Зав. № 8379	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100307	RTU-327 Зав. № 005594	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 Зав. № 06053410 Зав. № 06053411 Зав. № 06053412	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 2110 Зав. № 2217 Зав. № 2172	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100245		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 Зав. № 06053413 Зав. № 06053414 Зав. № 06053400	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 2110 Зав. № 2217 Зав. № 2172	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100186		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 Зав. № 14-1739 Зав. № 14-1738	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1530 Зав. № 3126	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101248	активная	1,0	2,3	
		реактивная		1,8	4,2			
17.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 4, ф. 4Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1735 Зав. № 14-1742	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270078	активная	0,9	1,6	
		реактивная		1,6	2,8			

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 8, ф. 8Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1797 Зав. № 14-1812	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 2280 Зав. № 2245	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101277	RTU-327 Зав. № 005594	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 Зав. № 14-1756 Зав. № 14-1807	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	А1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270080		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 Зав. № 14-1773 Зав. № 14-1779	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 4404 Зав. № 5875	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101424		активная	1,0	2,3
						реактивная	1,8	4,2
19.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 9, ф. 9Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1780 Зав. № 14-1799	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	А1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270079		активная	0,9	1,6
						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 Зав. № 14-1758 Зав. № 14-1802	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 2280 Зав. № 2245	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101410		активная	1,0	2,3
						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 Зав. № 14-1752 Зав. № 14-1808	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270068	активная	0,9	1,6	
					реактивная	1,6	2,8	

Продолжение таблицы А.1

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 Зав. № 14-1801 Зав. № 14-1805	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 2280 Зав. № 2245	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101404	RTU-327 Зав. № 005594	активная	1,0	2,3
		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 Зав. № 14-1767 Зав. № 14-1783	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270081		активная	0,9	1,6
		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 Зав. № 14-1729 Зав. № 14-1730	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 4404 Зав. № 5875	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101397		активная	1,0	2,3
		реактивная		1,8		4,2		
22.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 15, ф. 15Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1732 Зав. № 14-1736	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	A1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01287213		активная	1,0	2,3
		реактивная		1,8		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 Зав. № 31516 Зав. № 31534	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 2280 Зав. № 2245	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101431		активная	1,3	3,3
			НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448			реактивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
24.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 17, ф. 17Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1771 Зав. № 14-1764	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 4404 Зав. № 5875	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101452	RTU-327 Зав. № 005594	активная	1,0	2,3		
						реактивная	1,8	4,2		
24.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1 сек., яч. 17, ф. 17Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1761 Зав. № 14-1772				A1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01287210		активная	1,0	2,3
							реактивная	1,8	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 Зав. № 14-1760 Зав. № 14-1754	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101313			активная	1,0	2,3	
						реактивная	1,8	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 Зав. № 14-1791 Зав. № 14-1762		A1802RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270255		активная	0,9	1,6		
					реактивная	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 Зав. № 13631 Зав. № 13636	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3290 Зав. № 4081	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0608112082		активная	1,3	3,3		
					реактивная	2,5	5,7			
27.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 32, ф. 32Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1800 Зав. № 14-1804	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101361		активная	1,0	2,3		
					реактивная	1,8	4,2			

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 32, ф. 32Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1792 Зав. № 14-1763	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3290 Зав. № 4081 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	A1802RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270252	RTU-327 Зав. № 005594	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 Зав. № 14-1816 Зав. № 14-1818	НОМ-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 6087 Зав. № 9092	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101383		активная	1,0	2,3
						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 Зав. № 14-1814 Зав. № 14-1813	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	A1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01287211		активная	1,0	2,3
					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 Зав. № 14-1810 Зав. № 14-1798	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3290 Зав. № 4081	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101931	активная	1,0	2,3	
					реактивная	1,8	4,2	
29.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 34, ф. 34Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1765 Зав. № 14-1795	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270106	активная	0,9	1,6	
					реактивная	1,6	2,8	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 35, ф. 35Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1782 Зав. № 14-1755	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 6087 Зав. № 9092	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101233	RTU-327 Зав. № 005594	активная	1,0	2,3
		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 Зав. № 14-1776 Зав. № 14-1775	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	A1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01287212		активная	1,0	2,3
		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 Зав. № 14-1785 Зав. № 14-1777	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 4414 Зав. № 6687	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101255		активная	1,0	2,3
		реактивная		1,8		4,2		
31.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 36, ф. 36Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1759 Зав. № 14-1751	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	A1802RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270251		активная	0,9	1,6
		реактивная		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 Зав. № 14-1731 Зав. № 14-1737	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 6087 Зав. № 9092	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101275		активная	1,0	2,3
		реактивная		1,8		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 Зав. № 14-1744 Зав. № 14-1741	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Рег. № 448	A1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270083	активная	0,9	1,6	
		реактивная		1,6	2,8			

Продолжение таблицы А.1

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 Зав. № 14-1796 Зав. № 14-1811	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 4414 Зав. № 6687	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101240	RTU-327 Зав. № 005594	активная	1,0	2,3
						реактивная	1,8	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 Зав. № 14-1774 Зав. № 14-1784	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	А1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01287214		активная	1,0	2,3
						реактивная	1,8	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 Зав. № 14-1747 Зав. № 14-1745	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 6087 Зав. № 9092	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101285		активная	1,0	2,3
						реактивная	1,8	4,2
34.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 39, ф. 39Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1748 Зав. № 14-1746	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	А1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270085		активная	0,9	1,6
						реактивная	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 Зав. № 14-1768 Зав. № 14-1770	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 4414 Зав. № 6687	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101219	активная	1,0	2,3	
					реактивная	1,8	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 Зав. № 14-1788 Зав. № 14-1789	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	А1802RAL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01270077	активная	0,9	1,6	
					реактивная	1,6	2,8	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9				
36.1	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 43, ф. 43Ш линия А	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1733 Зав. № 14-1734	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3290 Зав. № 4081	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606102001	RTU-327 Зав. № 005594	активная	1,0	2,3				
		реактивная		1,8		4,2						
36.2	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2 сек., яч. 43, ф. 43Ш линия Б	ТЛО-10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 14-1740 Зав. № 14-1743	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	A1805RL-P4G- DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01287215		RTU-327 Зав. № 005594	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 Зав. № 5460 Зав. № 3073	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 10718 Зав. № 10841	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101396			RTU-327 Зав. № 005594	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 Зав. № 6498 Зав. № 6496	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 360 Зав. № 71	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101241				RTU-327 Зав. № 005594	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 Зав. № 3507100000001 Зав. № 3507100000002	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 360 Зав. № 71	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101417					RTU-327 Зав. № 005594	активная	1,3	3,3
		реактивная		2,5						5,7		

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 64, КЛ-64ША	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 2457 Зав. № 2443	НОМ-6 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 4527 Зав. № 4826	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100961	RTU-327 Зав. № 005594	активная	1,3	3,3
		ТОЛ-10 Ктт=200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 4363 Зав. № 2951		ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101305		реактивная	2,5	5,7
41	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 64, КЛ-64ШБ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 00373 Зав. № 00371	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 2186	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100937		активная	1,3	3,3
		ТОЛ-10 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 2740 Зав. № 3336		ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101212		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 Зав. № 00373 Зав. № 00371	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100414		активная	1,3	3,3
		ТОЛ-10 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 2740 Зав. № 3336		ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101212		реактивная	2,5	5,7
43	Дзержинская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3 сек., яч. 66, КЛ-66ШБ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 00373 Зав. № 00371	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 85	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606100414		активная	1,3	3,3
		ТОЛ-10 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 2740 Зав. № 3336		ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101212		реактивная	2,5	5,7
44	Дзержинская ТЭЦ, секция 1РО-6 кВ, яч. 5, КЛ ф. 1 СУ ТЭЦ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 00373 Зав. № 00371	ЗНОЛ.06-6У3 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 11072 Зав. № 9797 Зав. № 9895	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101284		активная	1,3	3,3
		ТОЛ-10 Ктт=300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 707 Зав. № 1328		ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101284		реактивная	2,5	5,7
45	Дзержинская ТЭЦ, КРУ-6кВ, секция 2РО-6 кВ, яч. 22, КЛ-6 кВ	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 00373 Зав. № 00371	ЗНОЛ.06-6У3 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 11072 Зав. № 9797 Зав. № 9895	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101284	активная	1,3	3,3	
		ТОЛ-10 Ктт=300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 707 Зав. № 1328		ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101284	реактивная	2,5	5,7	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
46	Дзержинская ТЭЦ, КТП2-0,4кВ, сек. 1 п. 2 (ниж. прис.) КЛ 0,4 кВ	Т-0,66 М УЗ Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 168299 Т-0,66 УЗ Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 05683 Зав. № 92371	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0608101831	RTU-327 Зав. № 005594	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 Зав. № 8968 Зав. № 4649	НОМ-6 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 4393 Зав. № 4214	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0609111179		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 Зав. № 40261 Зав. № 40255	НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1530 Зав. № 3126 НТМИ-6 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 448	ПСЧ- 4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606101347	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 Зав. № 84450 Зав. № 00827 Зав. № 000888	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0608101641	активная	1,0	3,2	
					реактивная	2,1	5,6	

Продолжение таблицы А.1

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 Зав. № 01590 Зав. № 00670 Зав. № 05500	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0608101866	RTU-327 Зав. № 005594	активная реактивная	1,0 2,1	3,2 5,6

Приложение Б
(обязательное)

Таблица Б.1 — Лист регистрации изменений ИК АИИС КУЭ

Наименование объекта	Заменяемый ком- понент	Заменяющий компонент		
		Тип	Зав. номер	Метрологические характеристики