

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ (ФГУП «ВНИИМС»)

УТВЕРЖДАЮ:

Зам. директора

ФГУП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

2015 г.



Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ООО «Симбирская энергосбытовая компания»
Измерительные каналы

Методика поверки

Москва
2015

Содержание

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

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее – ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Симбирская энергосбытовая компания», (далее – АИИС КУЭ), предназначеннной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «Симбирская энергосбытовая компания», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в приложении А.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002.

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

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Периодичность поверки (межпроверочный интервал) АИИС КУЭ – раз в 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с межпроверочным интервалом, 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 системы с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

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. Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	8.3	Да	Да
5. Проверка функционирования центрального компьютера АИИС КУЭ	8.4	Да	Да
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.5	Да	Да

Окончание таблицы 1

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первой поверке	периодической поверке
7. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	8.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	8.7	Да	Да
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	8.8	Да	Да
10. Проверка погрешности системы обеспечения единого времени (СОЕВ)	8.9	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.10	Да	Да
12. Подтверждение соответствия программного обеспечения	9	Да	Да
13. 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	Термометр, диапазон измерений от минус 40 до +50 °C, пределы допускаемой погрешности ± 1 °C
2	Вольтамперфазометр, диапазон измерения (0-10) А
3	Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»
4	Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»
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	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы
7	Приемник сигналов точного времени (например, радиоприемник, настроенный на радиостанцию, передающую сигналы точного времени или радиочасы МИР РЧ-01)

П р и м е ч а н и е - Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.

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 «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока 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 выше 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 «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов 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 выше 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 выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150), 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.

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 системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;

- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (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, 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.

8.2 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, УСВ. 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.

8.3 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.

8.4 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

8.4.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

8.4.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ.

8.4.3 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.

8.4.4 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».

8.4.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти сервера.

8.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.5.1 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.

8.5.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО, используя кабель RS232. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

8.6 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения

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

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

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

8.7 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока

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

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ 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 ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ. Результаты про-

верки 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.

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

Измеряют падение напряжения U_d 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.

П р и м е ч а н и я

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.

8.9 Проверка погрешности системы обеспечения единого времени.

8.9.1 Проверка устройства синхронизации времени (УСВ-2).

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера, получающего сигналы точного времени от устройства синхронизации времени УСВ-2. Расхождение показаний радиочасов с сервером не должно превышать, указанного в описании типа системы. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

8.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика и сервера. Расхождение времени часов: счетчик – сервер, в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа системы.

8.10 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.

8.10.1 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 устремленным отказом какого-либо компонента АИИС КУЭ.

8.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в центральном сервере системы на тех интервалах времени, в течение которых была нарушена связь.

8.10.3 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 учтенного значения.

8.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 8.10.3 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.

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 Идентификация ПО СИ реализуется следующими методами:

- с помощью ПО СИ или аппаратно-программных средств, разработанных организацией – разработчиком СИ (ПО СИ);
- с использованием специальных протестированных (аттестованных, сертифицированных) аппаратно-программных средств и/или протестированного (аттестованного, сертифицированного) ПО.

10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

10.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с ПР 50.2.006. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

10.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006 с указанием причин.

Приложение А (обязательное)

Таблица А.1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				ИВК с функциями ИВКЭ	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Основная погрешность, %		Погрешность в рабочих условиях, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-«Лента» 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, Ввод-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 10107 Зав. № 10546 Зав. № 10106	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 3002804 Зав. № 3002832 Зав. № 3002801	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807140190		активная	± 1,3	± 3,3
2	ТП-«Лента» 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш-6 кВ, Ввод-2	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 10544 Зав. № 10543 Зав. № 10545	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 3002800 Зав. № 3002798 Зав. № 3002834	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807140335		реактивная	± 2,5	± 5,7
3	ТП-«Агропромпарк» 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сш-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	ТШП-0,66 У3 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 2001019 Зав. № 2001001 Зав. № 2001037	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1107141378		активная	± 1,3	± 3,3
4	ТП-«Агропромпарк» 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-2	ТШП-0,66 У3 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 2114650 Зав. № 2114612 Зав. № 2114622	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1107141454		реактивная	± 2,5	± 5,7
5	ТП-2872 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 157947 Зав. № 157946 Зав. № 165546	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109141265		активная	± 1,0	± 3,2
6	ТП-2872 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 175951 Зав. № 157953 Зав. № 157948	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109141272		реактивная	± 2,1	± 5,6
7	ТП-2874 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-2	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 20090705S27692 Зав. № 20090705S27690 Зав. № 20090705S27687	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109141249		активная	± 1,0	± 3,2
						реактивная	± 2,1	± 5,6

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ТП-2874 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-1	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 20090705S27686 Зав. № 20090707U58013 Зав. № 20090705S27693	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109141263	актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6	
9	ТП-2874 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ №1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № X0869 Зав. № X0880 Зав. № X0870	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109140320	актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6	
10	ТП-2873 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1сш-0,4 кВ, ф.1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 127501 Зав. № 127471 Зав. № 127422	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109141126	актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6	
11	ТП-2873 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сш-0,4 кВ, ф.9	Т-0,66 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 043018 Зав. № 057593 Зав. № 043020	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109141112	актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6	
12	ТП-2873 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш-0,4 кВ, ф.2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 127329 Зав. № 127328 Зав. № 127415	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109141244	актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6	
13	ТП-2873 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш-0,4 кВ, ф.12	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 124945 Зав. № 124614 Зав. № 124579	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109141422	актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6	
14	ТП-2873 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш-0,4 кВ, ф.14	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 088100 Зав. № 088385 Зав. № 088109	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109141119	актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6	
15	ТП-2873 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш-0,4 кВ, ф. «УО»	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 124801 Зав. № 124934 Зав. № 125046	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109141333	актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6	
16	ТП-16 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра Т-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5S 2000/5 Зав. № 108106 Зав. № 108108 Зав. № 108118	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1107140235	актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,3 ± 5,7	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ТП-16 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-па Т-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 019780 Зав. № 019799 Зав. № 019798	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1107141360	ИВК «ИКМ- Пирами- да» Зав. № 502	актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6
18	ТП-2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-па Т-1	ТНШЛ 0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 2938 Зав. № 2290 Зав. № 98873	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1107141325		актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6
19	ТП-1 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-па Т-1	ТНШЛ 0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 6802 Зав. № 2604 Зав. № 2574	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1107141327		актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6
20	ТП-1 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-па Т-2	ТНШЛ 0,66 Кл.т. 0,5 2000/5 Зав. № 2576 Зав. № 05737 Зав. № 6816	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1107141339		актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6
21	ВРУ-0,4 кВ Фабрики, сш-0,4 кВ, Ввод-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 131724 Зав. № 128781 Зав. № 131728	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1107141506		актив- ная реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6
22	РУ-10 кВ КТС, 1 сш-10 кВ, Ввод-1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 76820 Зав. № 76826	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 156	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807140352		актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,7
23	РУ-10 кВ КТС, 2 сш-10 кВ, Ввод-2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 74712 Зав. № 69799	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 162	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807140202		актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,7
24	РУ-10 кВ ПНМ, 1 сш-10 кВ, Ввод-1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 29376 Зав. № 33873	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1361	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807140426		актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,7
25	РУ-10 кВ ПНМ, 2 сш-10 кВ, Ввод-2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 33325 Зав. № 29678	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1291	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0807140516		актив- ная реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,7

Приложение Б (обязательное)

Таблица Б.1 — Лист регистрации изменений ИК системы