

УТВЕРЖДАЮ

Зам. Директора по
производственной метрологии
ФГУП «ВНИИМС»



Н.В. Иванникова

« 20 » 11 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ
ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ

«Матрица»

Методика поверки
ADDM.410176.001 МП
с изменениями 1

2020 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1 ВВЕДЕНИЕ.....	4
2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	18
3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....	18
4 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ.....	19
5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	19
6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	19
7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	20
8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	21
8.1 Подтверждение соответствия ПО.....	21
8.2 Проверка состава системы	22
8.3 Проверка срока действия свидетельств о поверке измерительных компонентов.....	23
8.4 Проверка счетчиков электрической энергии	23
8.5 Проверка УСПД.....	26
8.6 Проверка функционирования центрального компьютера АИИС и ИК.....	30
8.7 Проверка функционирования вспомогательных устройств	30
8.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	30
8.9 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	31
8.10 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	31
8.11 Проверка абсолютной погрешности измерений времени в системе	31
8.12 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена в измерительных каналах системы	33
8.13 Расчет и проверка метрологических характеристик (МХ) ИК при измерении активной и реактивной электрической энергии	35
9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	36
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	37

Используемые в документе сокращения:

АИИС – автоматизированная информационно-измерительная система «Матрица»;

ИВК – информационно-вычислительный комплекс;

ИВКЭ – информационно-вычислительный комплекс энергообъекта;

ИИК – информационно-измерительный комплекс;

ИК – измерительный канал. Конструктивно и функционально выделяемая часть АИИС, выполняющая законченную функцию от восприятия измеряемой величины до получения результата ее измерений, выражаемого числом и соответствующим ему кодом;

ПО – программное обеспечение;

СИ – средство измерения;

ТН – измерительные трансформаторы тока;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – измерительные трансформаторы напряжения;

ЦСД – центр сбора данных, включает в себя: сервер сбора данных, с установленным ПО, GSM и GPRS-модемы, технические средства для организации локальной вычислительной сети, источники бесперебойного питания и другие технические средства.

УСПД – устройство сбора и передачи данных серии RTR;

PLC – power line communication. Электрическая сеть 3х230/400 В используемая для передачи информации от счётчиков к УСПД и обратно.

СМ-bus – собственный, разработанный протокол передачи данных. Используется для связи между коммуникационными модулями и счетчиками. Для связи со счетчиками через оптопорт.

1 ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика поверки устанавливает методы и средства первичной и периодической поверки систем автоматизированных информационно-измерительных «Матрица» (далее – АИИС или системы).

Настоящая методика распространяется на поверку измерительных каналов электрической энергии, погрешности которых установлены в соответствии с описанием типа АИИС.

Учет тепловой энергии, газа, воды и других коммунальных ресурсов осуществляют соответствующие вычислители, корректоры, расходомеры и счетчики. Эти каналы не участвуют в процедуре поверки, так как погрешности этих каналов в АИИС не нормируются.

В настоящей методике приведены методы проверки:

- точности измерения времени, так как при распределении электрической энергии по тарифам, точность канала дополнительно характеризуется абсолютной погрешностью измерений времени в ИК.

- погрешности результатов измерений электрической энергии, переданных и хранящихся в ЦСД, так как на основании этих данных производят расчет за потреблённую электроэнергию.

- точности измерения электрической энергии ИК. Так как погрешность измерений электрической энергии в основном определяется погрешностями измерительных трансформаторов напряжения (ТН), трансформаторов тока (ТТ) и электросчетчиков, а все компоненты системы, участвующие в измерении и вносящие погрешность, должны быть поверены и свидетельства должны быть действительными, погрешность ИК оценивается расчетным методом.

АИИС представляют собой территориально распределённые многоуровневые программно-технические измерительные системы. АИИС это совокупность измерительных каналов, объединённых одним центром сбора данных (далее ЦСД). Для реализации требуемых измерительных каналов (ИК) и для решения конкретных задач, АИИС могут включать в себя различные технические и программные средства, такие как средства измерений, средства сбора и передачи информации, средства отображения информации и программное обеспечение для них.

В состав измерительных каналов в зависимости от конфигурации могут входить трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии однофазные или трехфазные, пользовательские и удаленные дисплеи, интерфейсные модули АИУ, устройства сбора и передачи данных (далее УСПД), коммуникационные модули, линии связи и, обязательно Центр сбора данных, объединяющий элементы системы в единое целое.

В АИИС допустимы к применению следующие виды ИК:

- Измерительные каналы, созданные на основе ЦСД и УСПД 5-й версии RTR512.

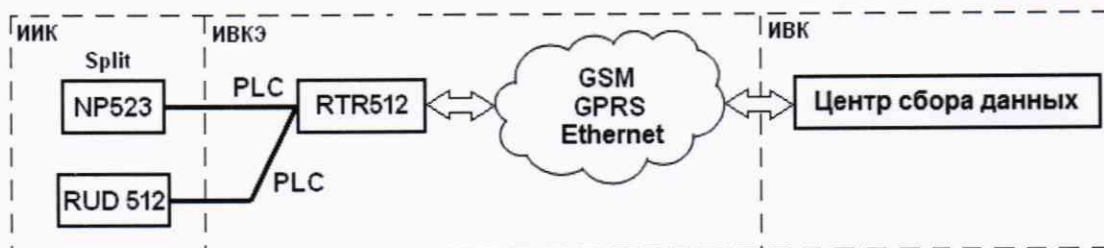


Рисунок 1.1 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика Split 5-й версии NP523 и УСПД 5-й версии RTR512. Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей RUD 512

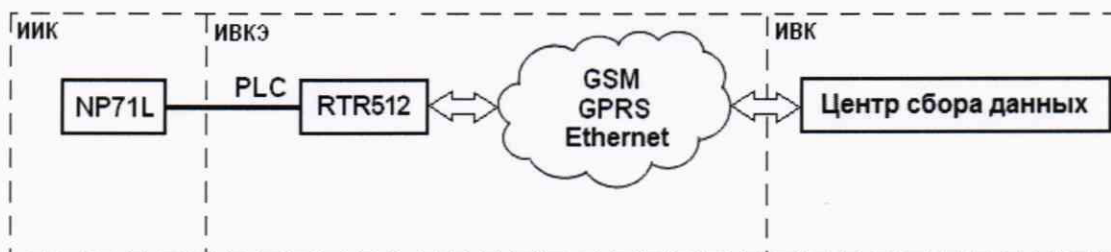


Рисунок 1.2 – Измерительный канал, реализованный на основе классического однофазного счетчика 7-й версии, модификации Lite, NP71L и УСПД 5-й версии RTR512

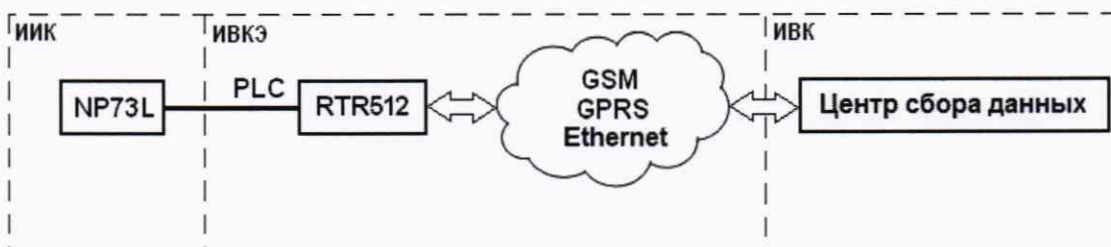


Рисунок 1.3 – Измерительный канал, реализованный на основе классического трёхфазного счетчика непосредственного включения 7-й версии, модификации Lite, NP73L и УСПД 5-й версии RTR512

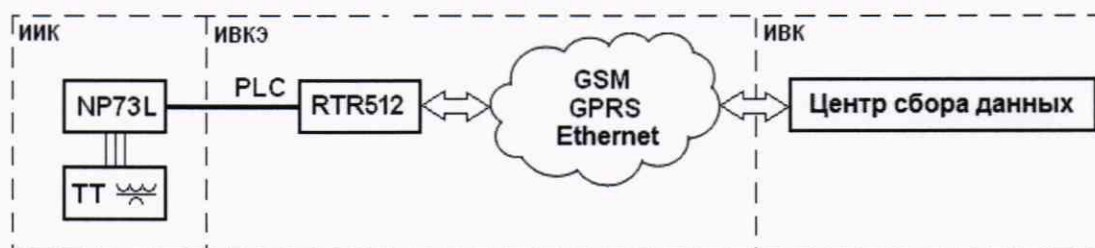


Рисунок 1.4 – Измерительный канал, реализованный на основе классического трёхфазного счетчика трансформаторного включения (трансформаторы тока) 7-й версии, модификации Lite, NP73L и УСПД 5-й версии RTR512

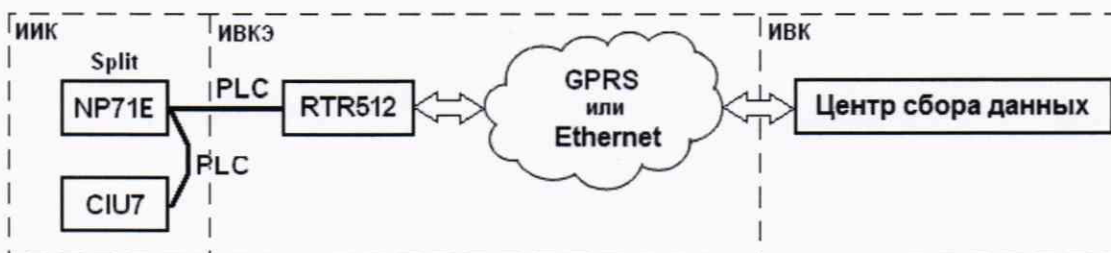


Рисунок 1.5 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика Split 7-й версии, модификации Extra, NP71E и УСПД 5-й версии RTR512. Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU7

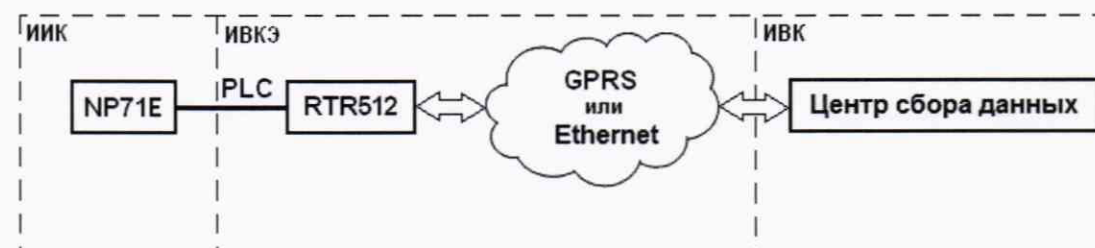


Рисунок 1.6 – Измерительный канал, реализованный на основе классического однофазного счетчика 7-й версии, модификации Extra, NP71E и УСПД 5-й версии RTR512

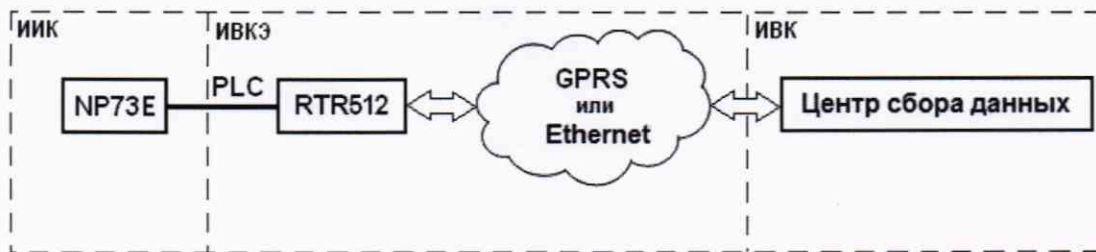


Рисунок 1.7 – Измерительный канал, реализованный на основе классического трёхфазного счетчика непосредственного включения 7-й версии, модификации Extra, NP73E и УСПД 5-й версии RTR512

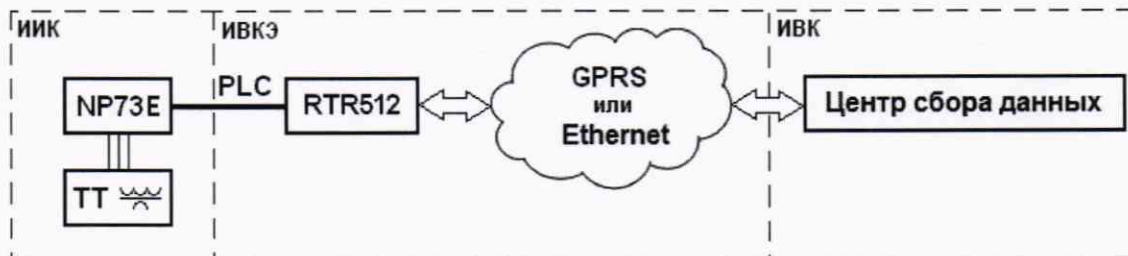


Рисунок 1.8 – Измерительный канал, реализованный на основе классического трёхфазного счетчика трансформаторного включения (трансформаторы тока) 7-й версии, модификации Extra, NP73E и УСПД 5-й версии RTR512

Пр и м е ч а н и е – Вместо УСПД RTR 5-й версии может применяться УСПД 8-й версии.

- Измерительные каналы, созданные на основе ЦСД и УСПД 8-й версии RTR8. Основной канал передачи данных PLC.

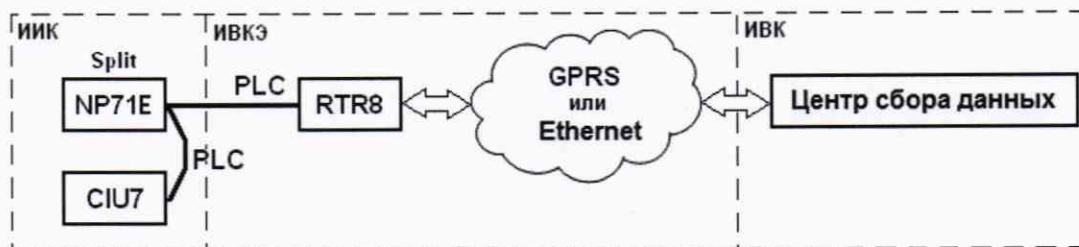


Рисунок 1.9 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика Split 7-й версии, модификации Extra, NP71E и УСПД 8-й версии RTR8. Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU7

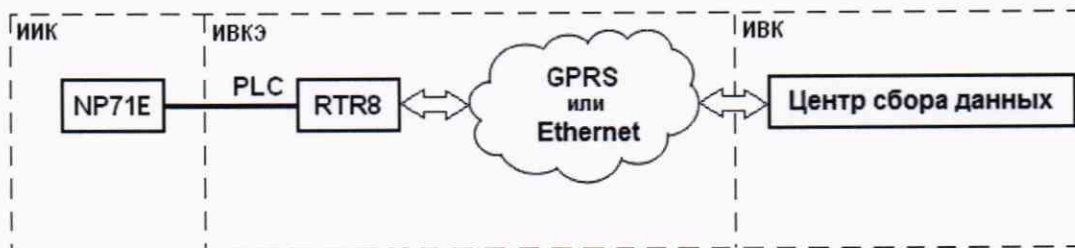


Рисунок 1.10 – Измерительный канал, реализованный на основе классического однофазного счетчика 7-й версии, модификации Extra, NP71E и УСПД 8-й версии RTR8

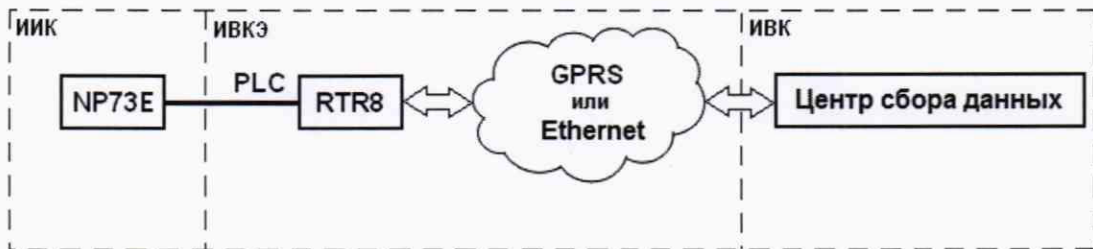


Рисунок 1.11 – Измерительный канал, реализованный на основе классического трёхфазного счетчика непосредственного включения 7-й версии, модификации Extra, NP73E и УСПД 8-й версии RTR8

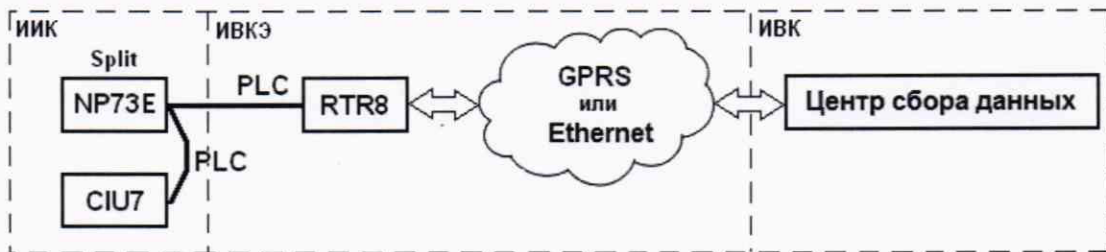


Рисунок 1.12 – Измерительный канал, реализованный на основе трехфазного счетчика Split 7-й версии, модификации Extra, NP73E и УСПД 8-й версии RTR8. Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU7

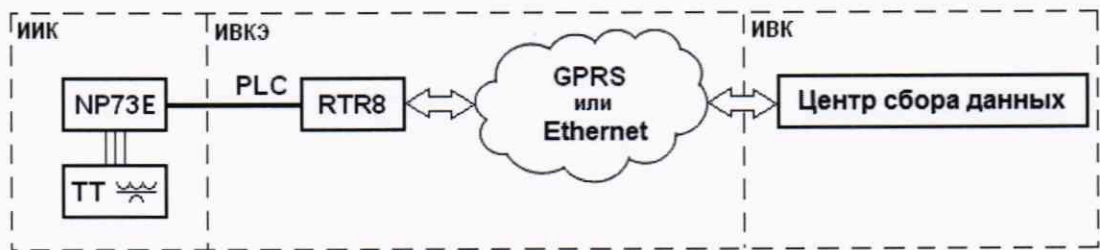


Рисунок 1.13 – Измерительный канал, реализованный на основе классического трёхфазного счетчика трансформаторного включения (трансформаторы тока) 7-й версии, модификации Extra, NP73E и УСПД 8-й версии RTR8

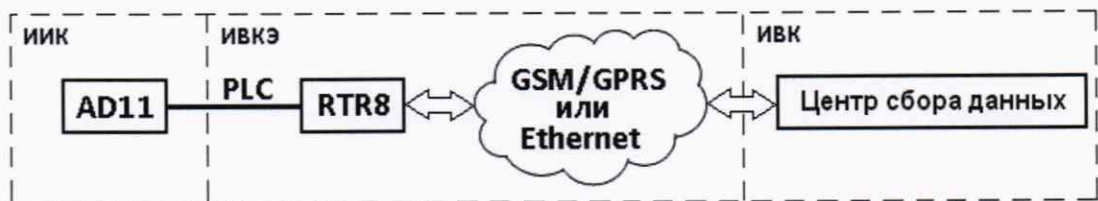


Рисунок 1.14 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика AD11 оборудованного интерфейсом PLC и УСПД 8-й версии RTR8

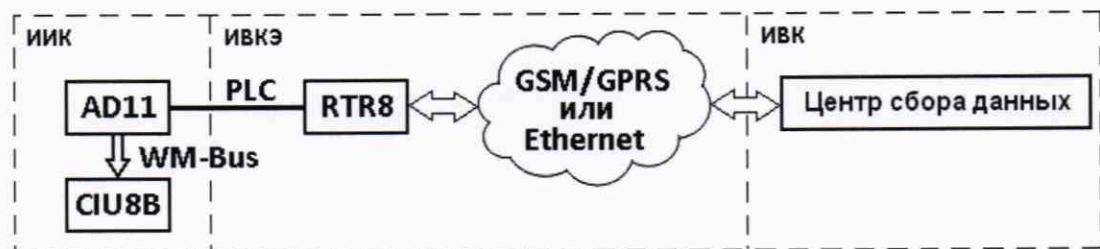


Рисунок 1.15 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика AD11 оборудованного интерфейсом PLC и WM-Bus и УСПД 8-й версии RTR8. Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8. Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

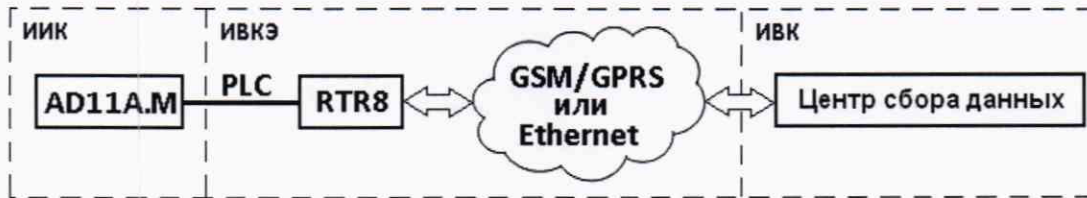


Рисунок 1.16 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика AD11A.M оборудованного интерфейсом PLC и УСПД 8-й версии RTR8

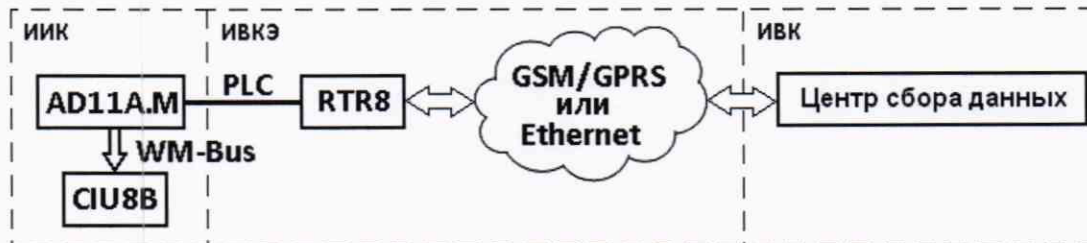


Рисунок 1.17 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика AD11A.M или AD11S.M оборудованного интерфейсом PLC и WM-Bus и УСПД 8-й версии RTR8. Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8. Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

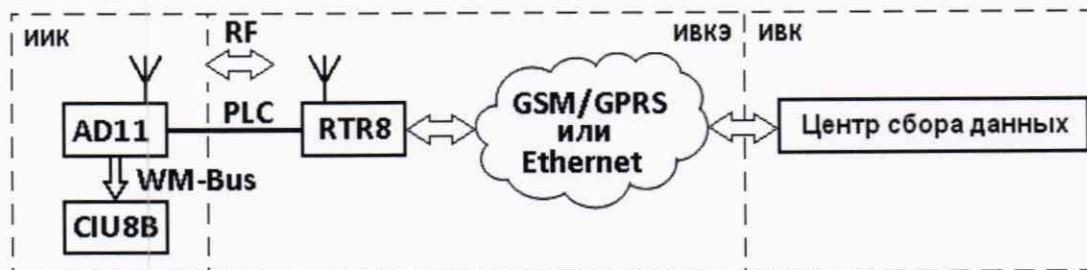


Рисунок 1.18 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика AD11 оборудованного интерфейсом PLC и радиомодемом и УСПД 8-й версии RTR8. Связь с УСПД осуществляется по PLC и по радиоканалу (RF). Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8. Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

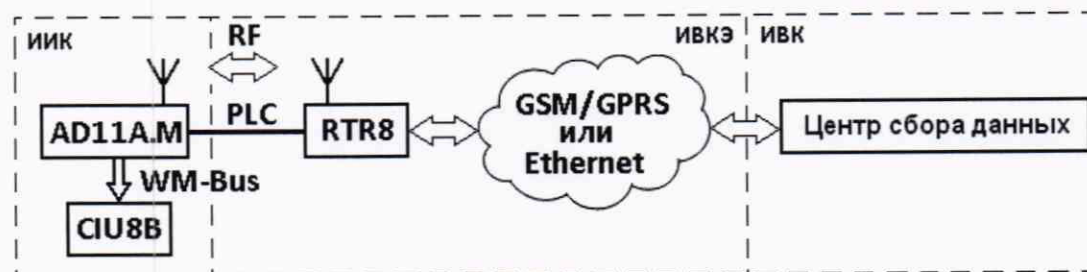


Рисунок 1.19 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика AD11A.M или AD11S.M оборудованного интерфейсом PLC и радиомодемом и УСПД 8-й версии RTR8. Связь с УСПД осуществляется по PLC и по радиоканалу (RF). Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8. Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

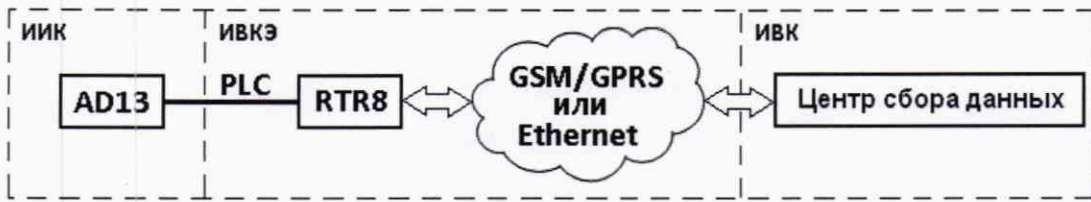


Рисунок 1.20 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13 оборудованного интерфейсом PLC и УСПД 8-й версии RTR8

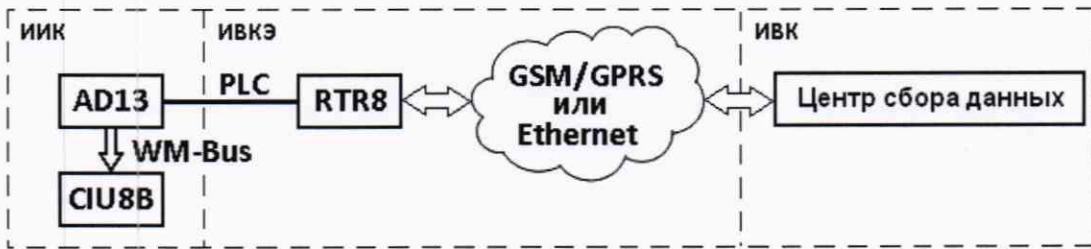


Рисунок 1.21 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13 оборудованного интерфейсом PLC и WM-Bus и УСПД 8-й версии RTR8. Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8.

Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

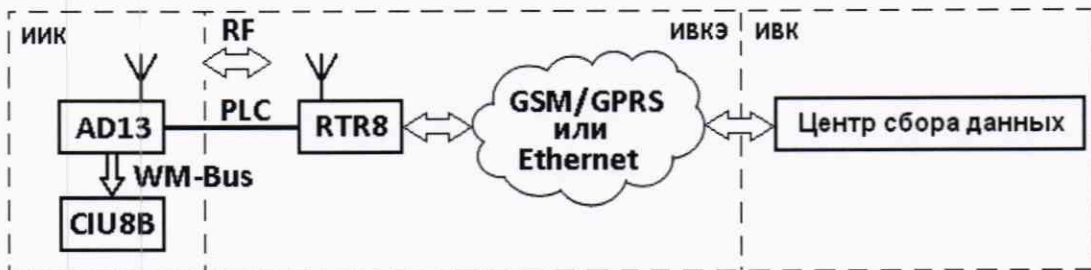


Рисунок 1.22 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13 оборудованного интерфейсом PLC и радиомодемом и УСПД 8-й версии RTR8. Связь с УСПД осуществляется по PLC и по радиоканалу (RF). Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8. Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

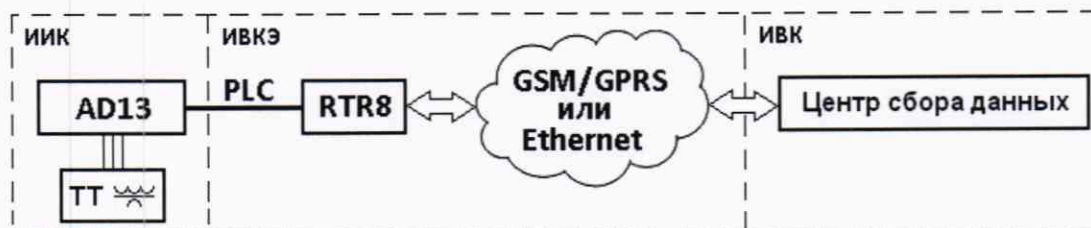


Рисунок 1.23 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13 трансформаторного включения (трансформаторы тока) оборудованного интерфейсом PLC и УСПД 8-й версии RTR8

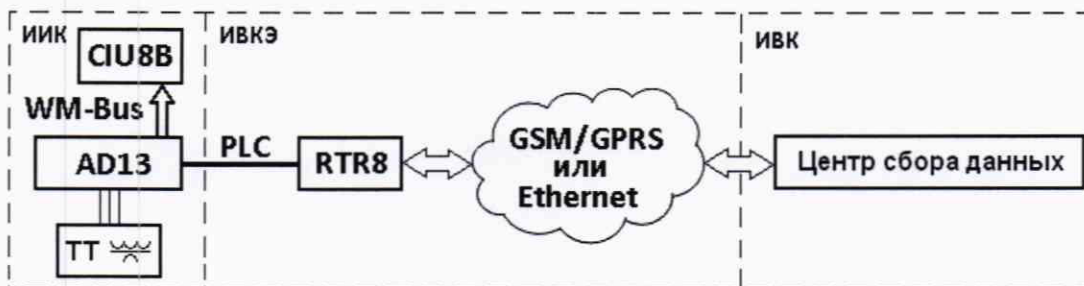


Рисунок 1.24 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13 трансформаторного включения (трансформаторы тока) оборудованного интерфейсом PLC и WM-Bus и УСПД 8-й версии RTR8. Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8. Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

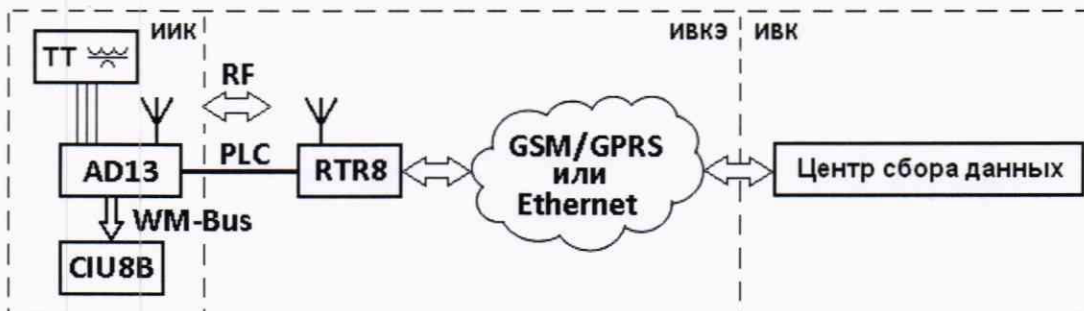


Рисунок 1.25 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13 трансформаторного включения (трансформаторы тока) оборудованного интерфейсом PLC и радиомодемом и УСПД 8-й версии RTR8. Связь с УСПД осуществляется по PLC и по радиоканалу (RF). Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8. Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

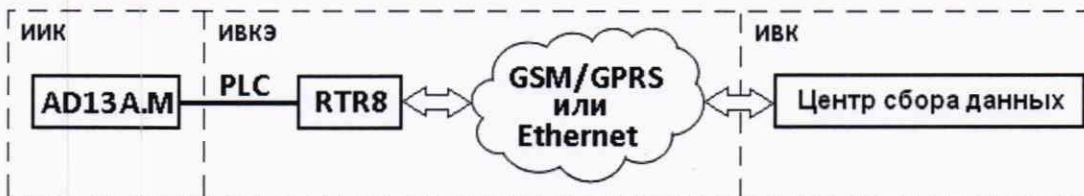


Рисунок 1.26 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13A.M оборудованного интерфейсом PLC и УСПД 8-й версии RTR8

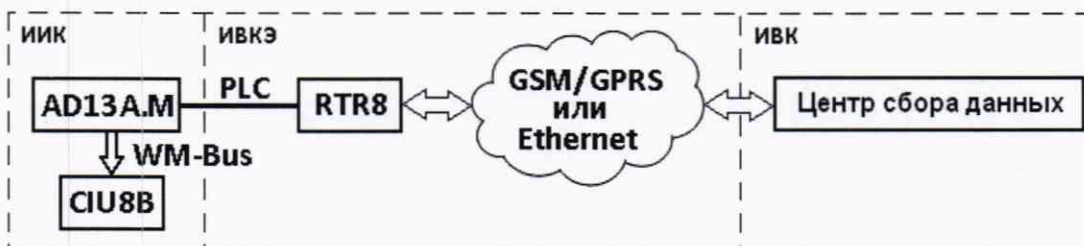


Рисунок 1.27 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13A.M или AD13S.M оборудованного интерфейсом PLC и WM-Bus и УСПД 8-й версии RTR8. Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8. Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

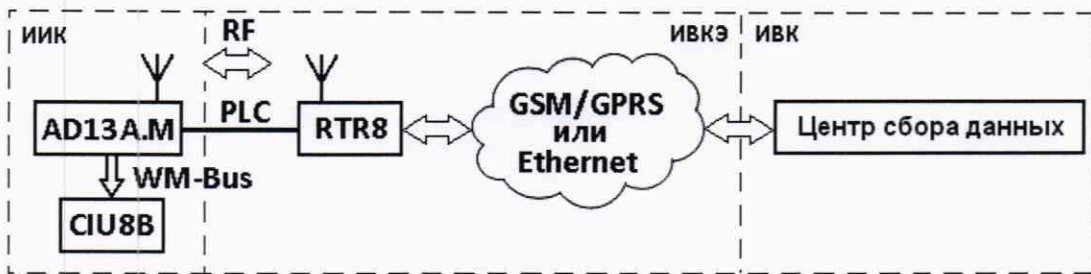


Рисунок 1.28 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13A.M или AD13S.M оборудованного интерфейсом PLC и радиомодемом и УСПД 8-й версии RTR8. Связь с УСПД осуществляется по PLC и по радиоканалу (RF). Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8. Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

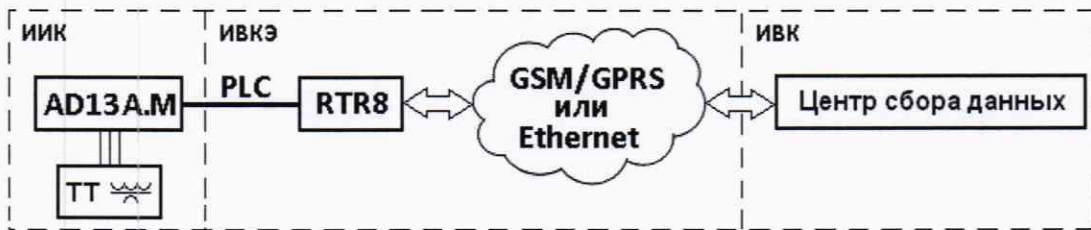


Рисунок 1.29 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13A.M трансформаторного включения (трансформаторы тока) оборудованного интерфейсом PLC и УСПД 8-й версии RTR8

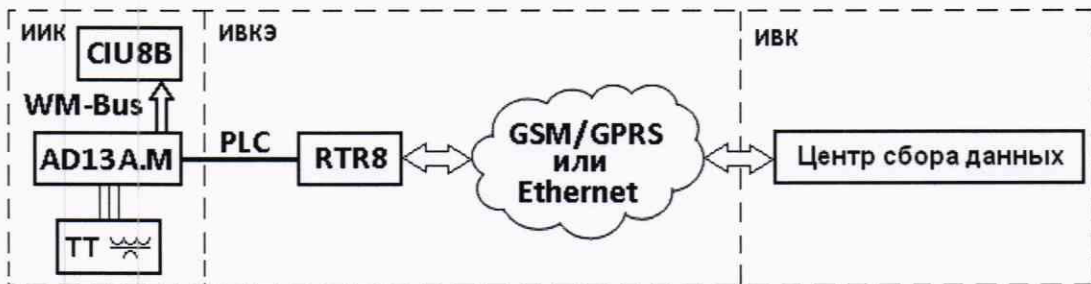


Рисунок 1.30 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13A.M трансформаторного включения (трансформаторы тока) оборудованного интерфейсом PLC и WM-Bus и УСПД 8-й версии RTR8. Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8. Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

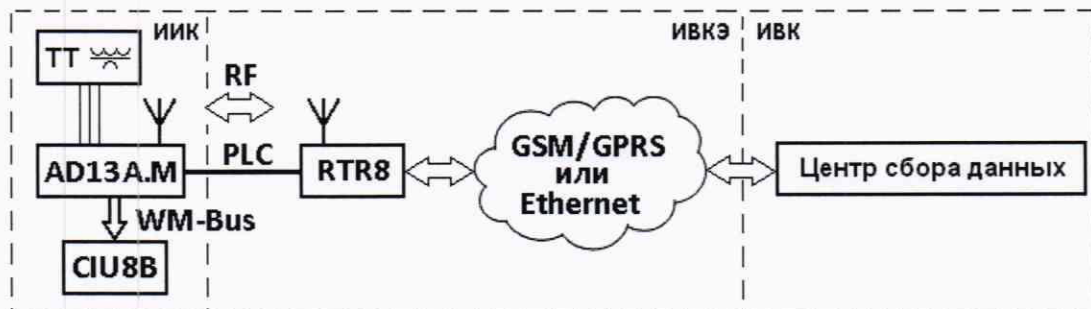


Рисунок 1.31 – Измерительный канал, реализованный на основе трёхфазного счетчика AD13A.M трансформаторного включения (трансформаторы тока) оборудованного интерфейсом PLC и радиомодемом и УСПД 8-й версии RTR8. Связь с УСПД осуществляется по PLC и по радиоканалу (RF). Для отображения информации о потреблении используется пользовательский дисплей CIU8. Передача данных на пользовательский дисплей производится непосредственно со счетчика по радиоканалу WM-Bus

- Измерительные каналы, созданные на основе ЦСД и УСПД 8-й версии RTR8. Основной канал передачи данных RS-485.

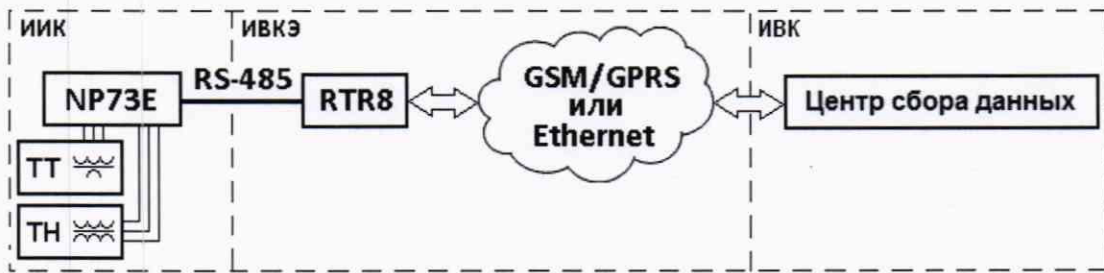


Рисунок 1.32 – Измерительный канал, реализованный на основе трехфазного счетчика модификации NP73E трансформаторного включения (трансформаторы тока и напряжения), при подключении по каналу связи RS-485 к УСПД 8-й версии RTR8

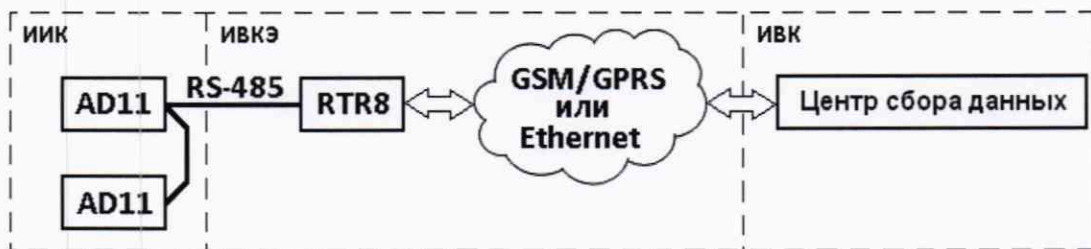


Рисунок 1.33 – Измерительные каналы, реализованные на основе однофазных счетчиков AD11, при параллельном подключении нескольких счетчиков по каналу связи RS-485 к одному УСПД 8-й версии RTR8

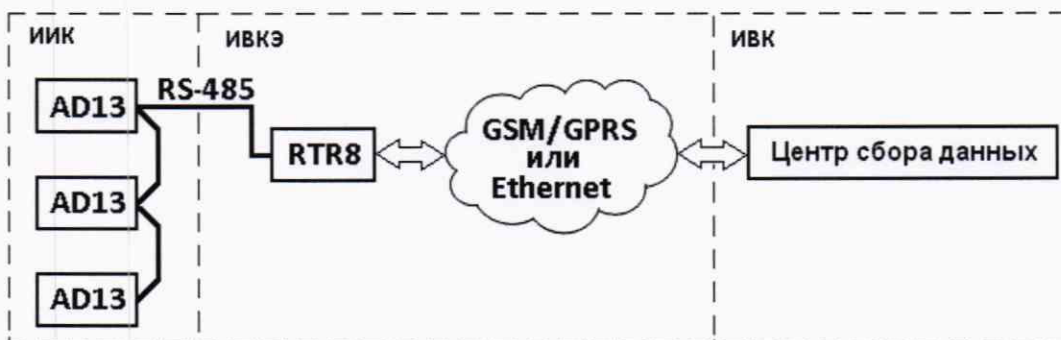


Рисунок 1.34 – Измерительные каналы, реализованные на основе трехфазных счетчиков AD13, при параллельном подключении нескольких счетчиков по каналу связи RS-485 к одному УСПД 8-й версии RTR8

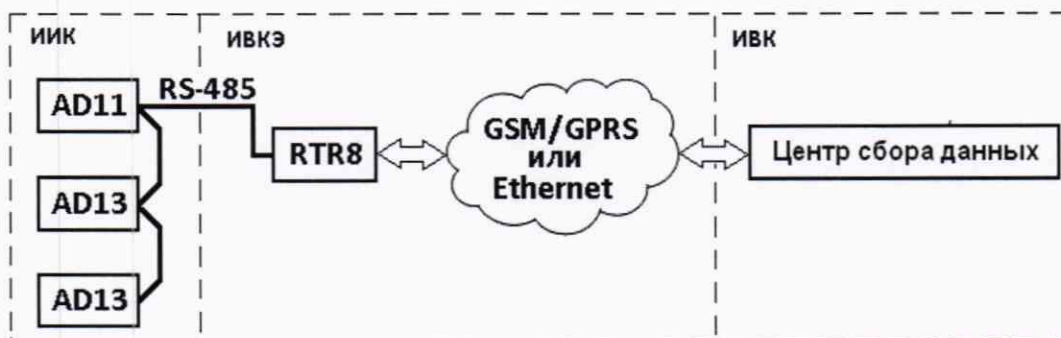


Рисунок 1.35 – Измерительные каналы, реализованные на основе однофазных счетчиков AD11 и трехфазных счетчиков AD13 (в любом сочетании), при параллельном подключении нескольких счетчиков по каналу связи RS-485 к одному УСПД 8-й версии RTR8

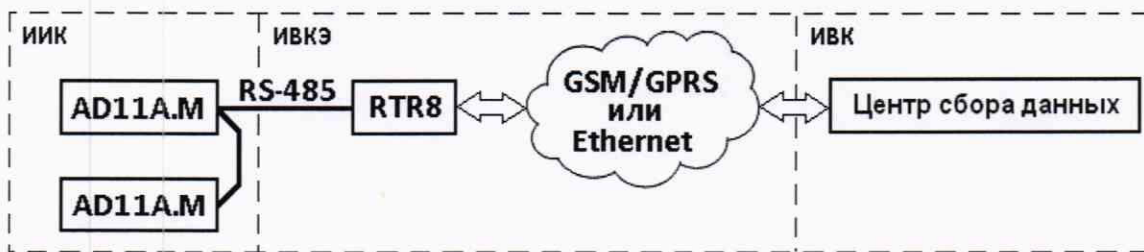


Рисунок 1.36 – Измерительные каналы, реализованные на основе однофазных счетчиков AD11A.M, при параллельном подключении нескольких счетчиков по каналу связи RS-485 к одному УСПД 8-й версии RTR8

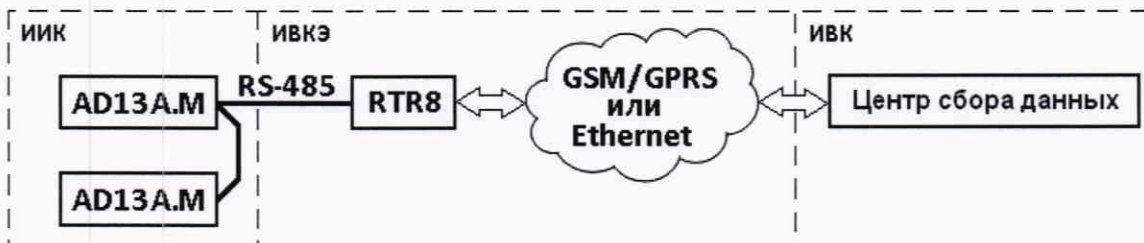


Рисунок 1.37 – Измерительные каналы, реализованные на основе трехфазных счетчиков AD13A.M, при параллельном подключении нескольких счетчиков по каналу связи RS-485 к одному УСПД 8-й версии RTR8

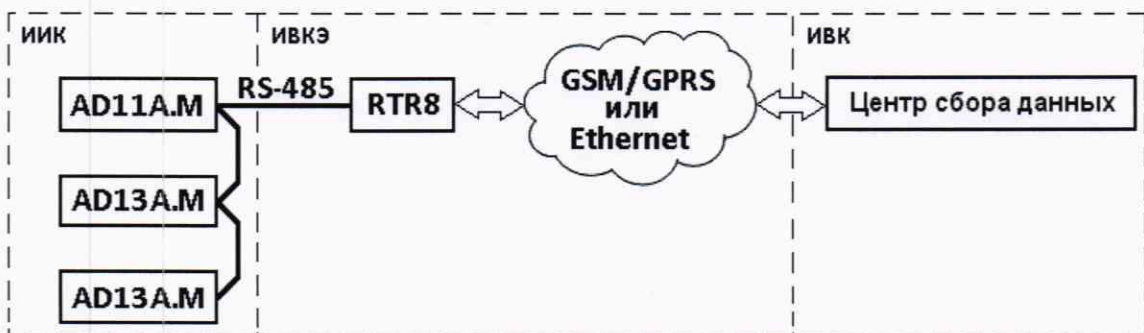


Рисунок 1.38 – Измерительные каналы, реализованные на основе однофазных счетчиков AD11A.M и трехфазных счетчиков AD13A.M (в любом сочетании), при параллельном подключении нескольких счетчиков по каналу связи RS-485 к одному УСПД 8-й версии RTR8

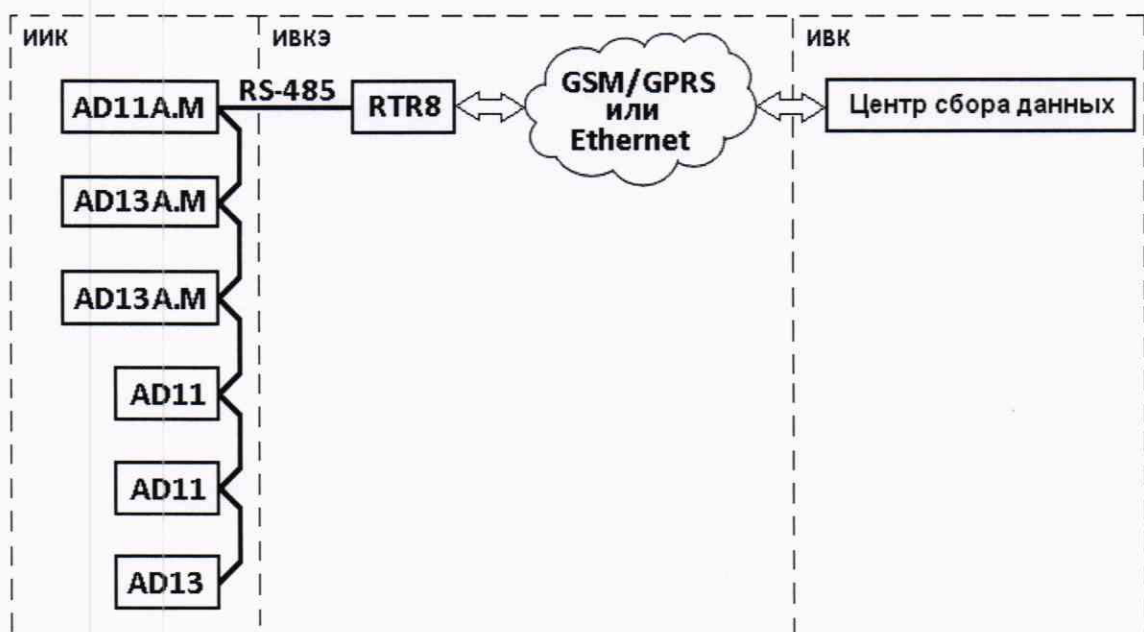


Рисунок 1.39 – Измерительные каналы, реализованные на основе однофазных счетчиков AD11, AD11A.M и трехфазных счетчиков AD13, AD13A.M (в любом сочетании), при параллельном подключении нескольких счетчиков по каналу связи RS-485 к одному УСПД 8-й версии RTR8

- Измерительные каналы, созданные на основе ЦСД и УСПД 8-й версии RTR8. Основной канал передачи данных радиомодем ограниченного радиуса действия.

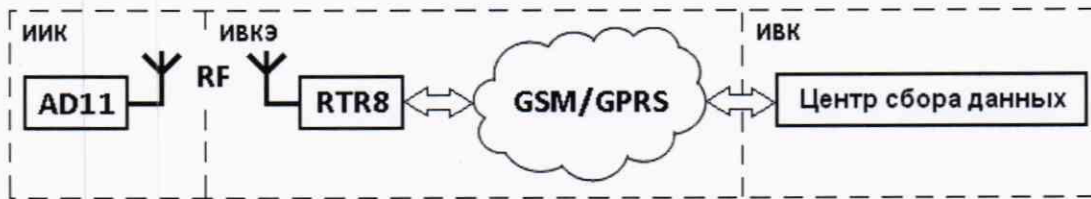


Рисунок 1.40 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика AD11 (AD11A.M, AD11S.M) и УСПД 8-й версии RTR8, оборудованных радиомодемом

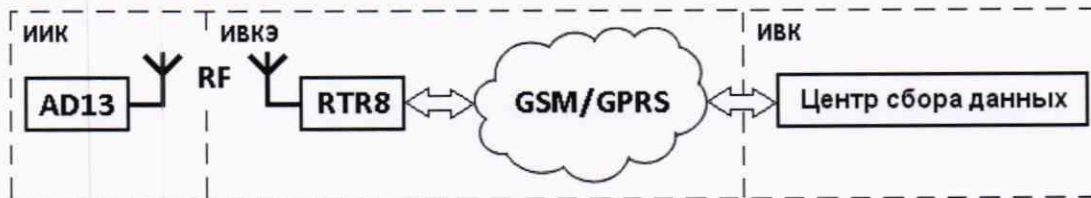


Рисунок 1.41 – Измерительный канал, реализованный на основе трехфазного счетчика AD13 (AD13A.M, AD13S.M) и УСПД 8-й версии RTR8, оборудованных радиомодемом

- Измерительные каналы, созданные на основе ЦСД и коммуникационных модулей СМ.

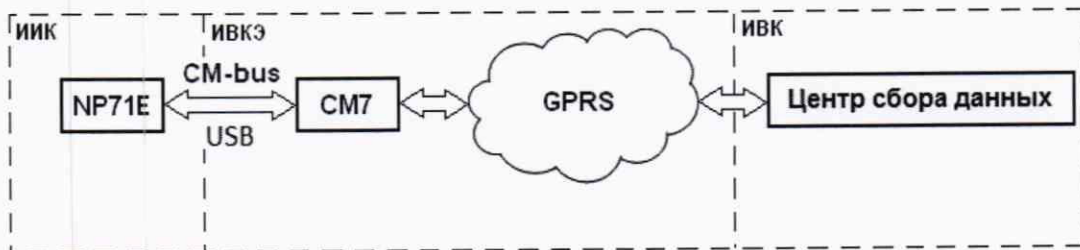


Рисунок 1.42 – Измерительный канал, реализованный на основе классического однофазного счетчика 7-й версии, модификации Extra, NP71E и коммуникационного модуля CM7

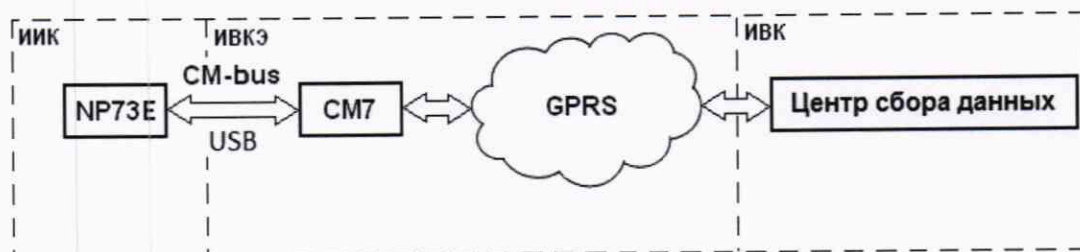


Рисунок 1.43 – Измерительный канал, реализованный на основе классического трёхфазного счетчика прямого включения 7-й версии, модификации Extra, NP73E и коммуникационного модуля CM7

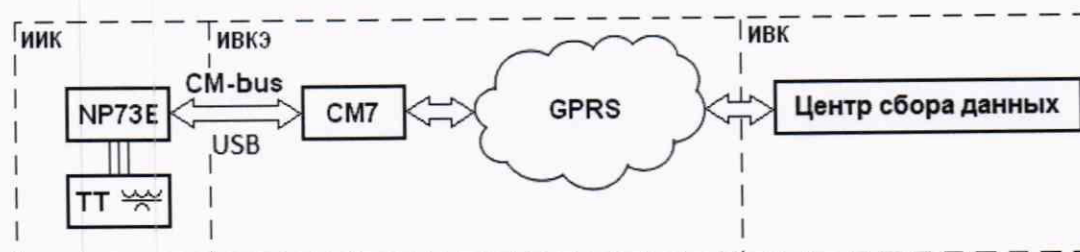


Рисунок 1.44 – Измерительный канал, реализованный на основе классического трёхфазного счетчика трансформаторного включения (трансформаторы тока) 7-й версии, модификации Extra, NP73E и коммуникационного модуля CM7

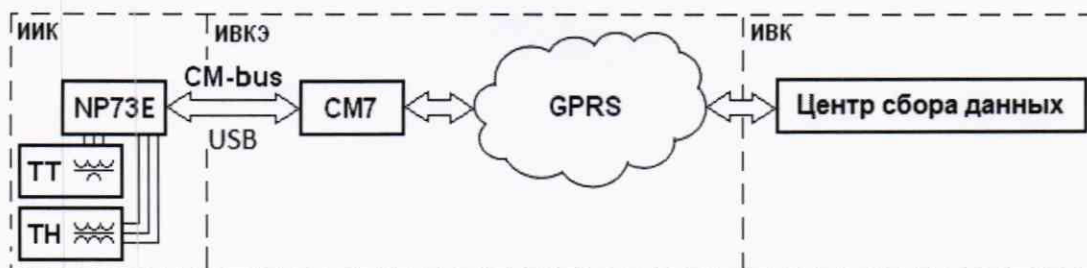


Рисунок 1.45 – Измерительный канал, реализованный на основе классического трёхфазного счетчика трансформаторного включения (трансформаторы тока и трансформаторы напряжения) 7-й версии, модификации Extra, NP73E и коммуникационного модуля CM7

Примечание – В измерительных каналах, изображенных на рисунках 1.42 – 1.45 каждому счетчику придаётся свой индивидуальный коммуникационный модуль CM7, который устанавливается под крышку клеммника.

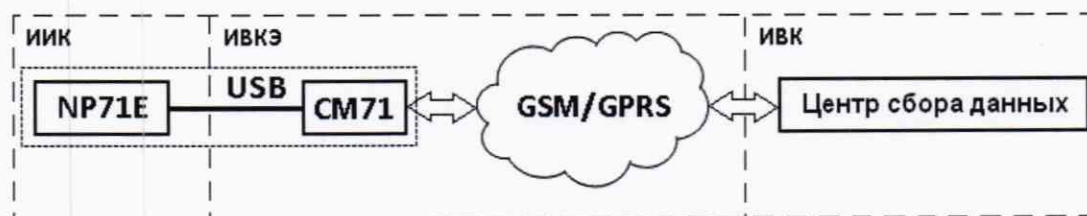


Рисунок 1.46 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика NP71E и коммуникационного модуля CM71

Примечание – В измерительном канале, изображенном на рисунке 1.46 каждому счетчику придаётся свой индивидуальный коммуникационный модуль CM71, который устанавливается под крышку клеммника.

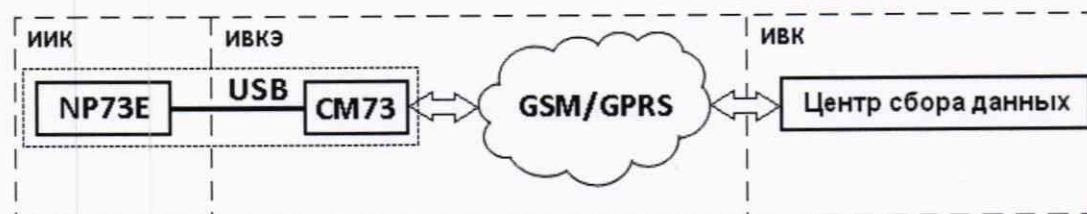


Рисунок 1.47 – Измерительный канал, реализованный на основе трехфазного счетчика NP73E (непосредственного или трансформаторного включения) и коммуникационного модуля CM73

Примечание – В измерительном канале, изображенном на рисунке 1.47 каждому счетчику придаётся свой индивидуальный коммуникационный модуль CM73, который устанавливается под крышку клеммника.

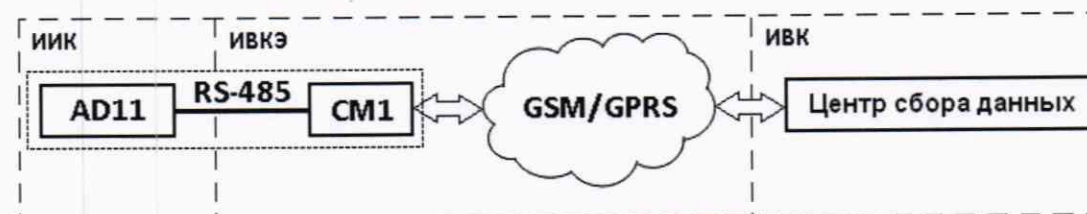


Рисунок 1.48 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика AD11 и коммуникационного модуля CM1

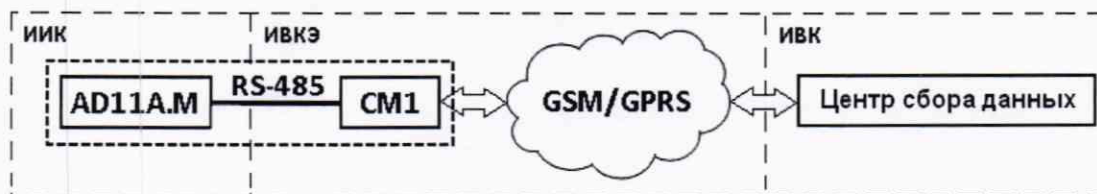


Рисунок 1.49 – Измерительный канал, реализованный на основе однофазного счетчика AD11A.M и коммуникационного модуля CM1

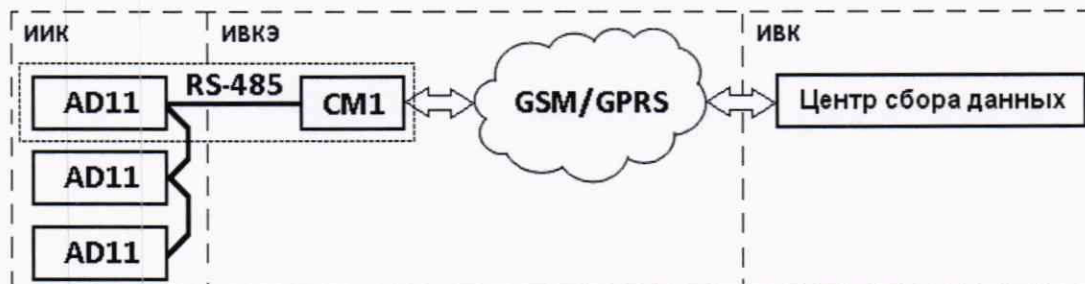


Рисунок 1.50 – Измерительные каналы, реализованные на основе однофазных счетчиков AD11, оборудованных интерфейсом RS-485 при параллельном подключении нескольких счетчиков по каналу связи RS-485 к одному коммуникационному модулю CM1

Примечание – В измерительном канале, изображенном на рисунке 1.50 допускается подключать к одному коммуникационному модулю CM3 счетчики AD11, AD13, AD11A.M, AD13A.M в любом сочетании

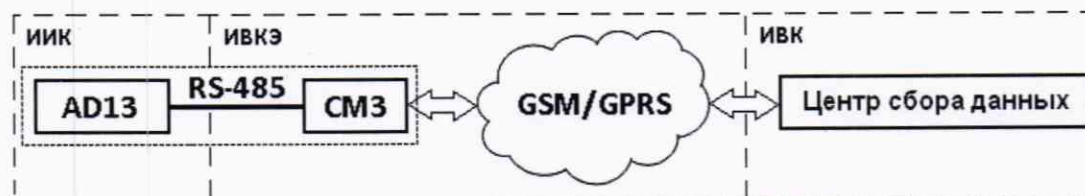


Рисунок 1.51 – Измерительный канал, реализованный на основе трехфазного счетчика AD13 (непосредственного или трансформаторного включения) и коммуникационного модуля CM3

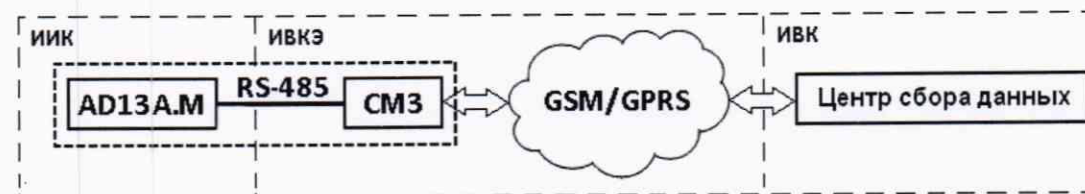


Рисунок 1.52 – Измерительный канал, реализованный на основе трехфазного счетчика AD13A.M (непосредственного или трансформаторного включения) и коммуникационного модуля CM3

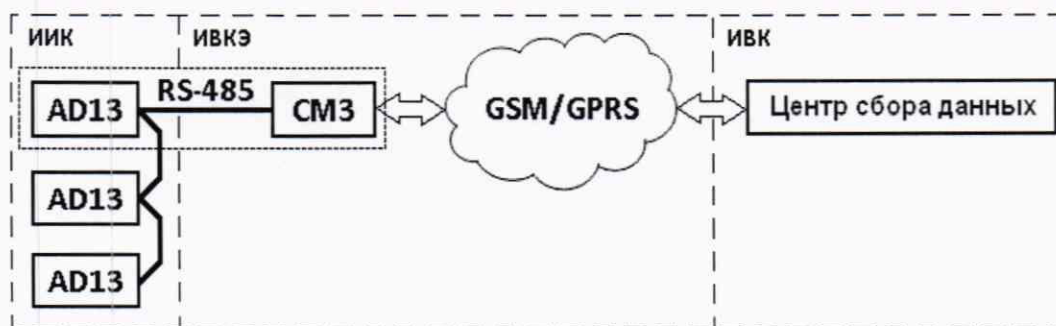


Рисунок 1.53 – Измерительные каналы, реализованные на основе трехфазных счетчиков AD13 (непосредственного или трансформаторного включения), оборудованных интерфейсом RS-485 при параллельном подключении нескольких счетчиков по каналу связи RS-485 к одному коммуникационному модулю CM3

Примечание – В измерительном канале, изображенном на рисунке 1.53 допускается подключать к одному коммуникационному модулю CM3 счетчики AD11, AD13, AD11A.M, AD13A.M в любом сочетании

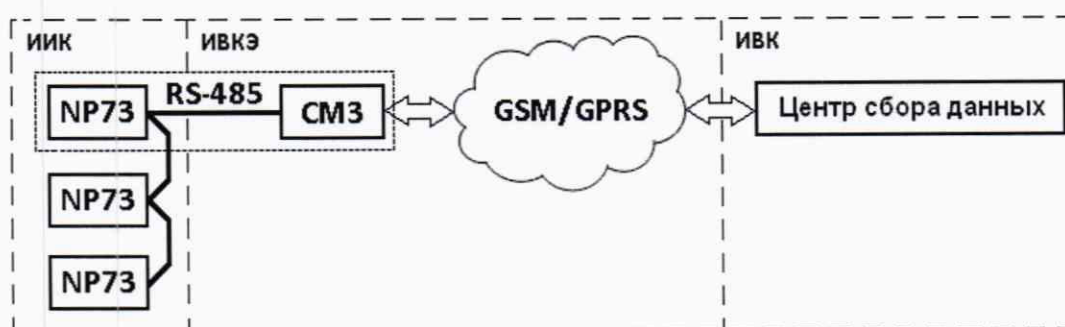


Рисунок 1.54 – Измерительные каналы, реализованные на основе трехфазных счетчиков NP73 (непосредственного или трансформаторного включения) модификации Extra, оборудованных интерфейсом RS-485 при параллельном подключении нескольких счетчиков по каналу связи RS-485 к одному коммуникационному модулю CM3

- Измерительные каналы, созданные на основе ЦСД и счетчиков оборудованных интерфейсом Ethernet.

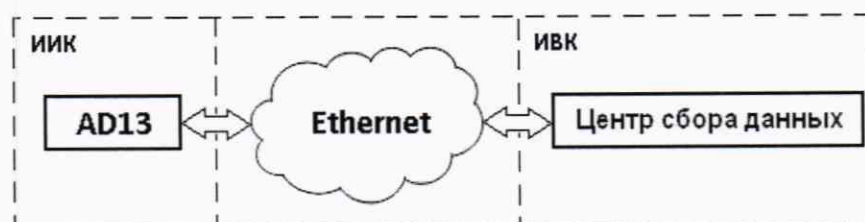


Рисунок 1.55 – Измерительный канал, реализованный на основе трехфазного счетчика AD13 (AD13A.M), оборудованного интерфейсом Ethernet

Рисунки 1.1 – 1.55 (Измененная редакция, Изм. №1)

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

Средства измерений входящие в АИИС поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки компонента наступает до очередного срока поверки АИИС, поверяется только этот компонент, и поверка АИИС 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.).

Первичную поверку систем выполняют после завершения монтажа оборудования на объектах и пробной эксплуатации системы, при вводе систем в постоянную эксплуатацию.

Периодическую поверку систем выполняют в процессе эксплуатации при наступлении срока периодической поверки.

Внеочередную поверку АИИС проводят после ремонта системы, замены ее 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 подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае оформляется свидетельство о поверке на измерительные каналы с протоколом результатов поверки, где перечисляются испытанные ИК.

Интервал между поверками – 6 лет.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны выполняться операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта Методики поверки	Обязательность проведения операции при:	
			первичной поверке	периодической поверке
1	Подготовка к поверке	7	Да	Да
2	Подтверждение соответствия ПО	8.1	Да	Да
3	Проверка состава системы	8.2	Да	Да
4	Проверка срока действия свидетельств о поверке измерительных компонентов	8.3	Нет	Да
5	Проверка счетчиков электрической энергии	8.4	Да	Да
6	Проверка УСПД	8.5	Да	Да
7	Проверка функционирования центрального компьютера АИИС	8.6	Да	Да
8	Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.7	Да	Да
9	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	8.8	Да	Да
10	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	8.9	Да	Да
11	Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	8.10	Да	Да
12	Проверка абсолютной погрешности измерений времени в системе	8.11	Да	Да
13	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена в измерительных каналах системы	8.12	Да	Да
14	Расчет и проверка метрологических характеристик ИК при измерении электрической энергии	8.13	Да	Да
15	Оформление результатов поверки	9	Да	Да

При большом количестве однотипных измерительных каналов, которые эксплуатируются в схожих условиях, например многоквартирные дома, поверителю при выборе ИК и оценки их погрешности следует руководствоваться пунктом 2.3 в ПР 50.2.006-94 «Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений».

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки на измерительные компоненты системы, а также средства, указанные в таблице 2. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.

Таблица 2 – Средства измерений и вспомогательные устройства, применяемые при поверке

№	Наименование технических средств	Кол-во, шт
Основное оборудование		
1	Вольтамперфазометр «Парма ВАФ [®] -А(М)» Диапазон измерений 0,1 - 10 А. Предел основной погрешности измерения силы тока $\pm(0,008 \cdot X + 0,01)$, где X- измеренное значение силы тока.	1
2	Мультиметр «Ресурс – ПЭ» Границы относительной погрешности измерений полной мощности δ_S : - при значении тока от 0,25 А до 7,5 А $\delta_S = \pm 0,5 \%$ от измеренного значения; - при значении тока от 0,05 А до 0,25 А $\delta_S = \pm 1 \%$ от измеренного значения; - при значении тока от 0,01 А до 0,05 А $\delta_S = \pm 4 \%$ от измеренного значения.	1
3	NTP-серверы: -ntp1.vniiftri.ru,-ntp2.vniiftri.ru,-ntp3.vniiftri.ru,-ntp4.vniiftri.ru,-ntp21.vniiftri.ru	1
Вспомогательное оборудование		
4	Портативный компьютер	1
5	Монитор RML5	1
6	Устройство связи USB-CM.Bus (ADDM.468350.024)	1
7	Оптоголовка IRH-3 (ADDM.467670.004)	1
8	Тестовая программа “Drouter”	-
9	Тестовая программа “Cosem Client”	-
10	Программа для определения контрольной суммы ПО «MD5 File Checker»	-
<p>Пр и м е ч а н и е – Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.</p>		

4 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки системы должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающего воздуха от 10 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха 30 - 80 %;
- атмосферное давление от 86 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст);
- напряжение сети питания 230 В $\pm 10 \%$;
- частота сети питания 50 Гц $\pm 2 \%$.

Допускается проводить поверку в рабочих условиях эксплуатации АИИС, но при этом соблюдая нормированные условия применения средств поверки.

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.

6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

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

6.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав системы, 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 свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

6.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав системы, 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 свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

6.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав системы, 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 IV.

7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

7.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию с которой необходимо ознакомиться:

- ADDAX 6.0 Краткое описание компонентов.
- ADDM.410176.001 РЭ Система информационно-измерительная «Матрица». Руководство по эксплуатации;
- ADDM.410176.001 МП Система информационно-измерительная «Матрица». Методика поверки;
- ADDM.410176.001 ФО Система информационно-измерительная «Матрица». Формуляр.
- описание типа АИИС;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК при их наличии;
- рабочие журналы системы 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 организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД, интерфейсных модулей АИУ; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования, проводится инструктаж персонала, участвующего в проверке, а также ознакомление со структурой и работой системы по эксплуатационной документации;
- проверяется выполнение условий поверки на соответствие требованиям раздела 6 настоящей программы, 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 Подтверждение соответствия ПО

Для проверки соответствия ПО необходимо на центральном компьютере осуществить запуск программы «MD5 File Checker» или аналогичной, выбрать проверяемый файл, нажав кнопку «Обзор» (см. рис. 8.1).

Далее нажав кнопку «Рассчитать», дождаться результатов и сравнить визуально полученную контрольную сумму с заявленной.

Можно также выбрать проверяемый файл, ввести заявленную контрольную сумму и нажав на кнопку «Проверить» сравнить введенную и рассчитанную контрольные суммы.

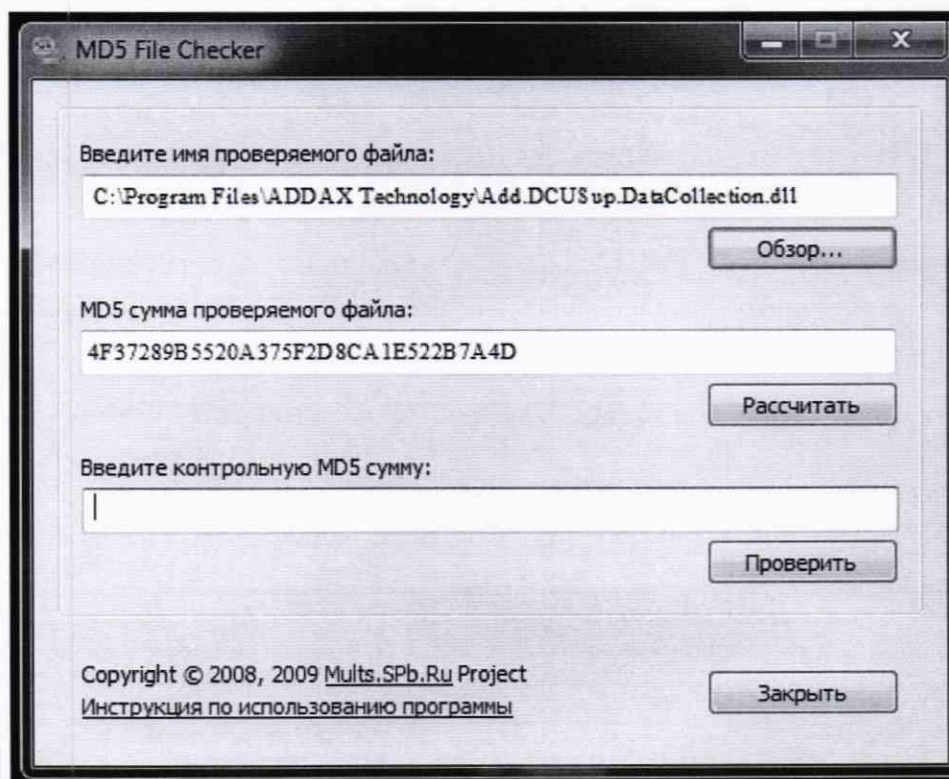


Рисунок 8.1 – Просмотр идентификационных данных ПО «Smart IMS»

Необходимо проверить следующие метрологически значимые компоненты ПО «Smart IMS»:

Таблица 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Add.DCUSup.DataCollection.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.5.603.18855
Цифровой идентификатор ПО	2B03C644C6337598534E2C22B1C72738, md5
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Add.ReaderWriter.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.5.603.18855
Цифровой идентификатор ПО	2A4BCA45425B412B7E5203FAF84AABCA, md5
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Add.RqstMngr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.5.603.18855

Цифровой идентификатор ПО	811118A0EC2B74E7ED4F5716BDEFBFE9, md5
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TransportManager.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.37
Цифровой идентификатор ПО	DC3BFF020F8F7FC72AFC3E240042340F, md5

Результат проверки считается положительным, если контрольные суммы определенные при проверке ПО совпадают с представленными в таблице 3.

8.2 Проверка состава системы

8.2.1 Проверяют соответствие каждого ИК составу и номерам, указанным в формуляре на АИИС.

Для этого запускают приложение Appclient, Модуль Управление группами (путь по умолчанию: C:\Program Files\ADDAX Technology\Appclient.exe) на центральном компьютере или на одном из рабочих мест и находят проверяемый измерительный канал с входящими в него компонентами ИК.

Также проверяют соответствие каждого ИК одному из типовых видов ИК допущенных к применению в АИИС.

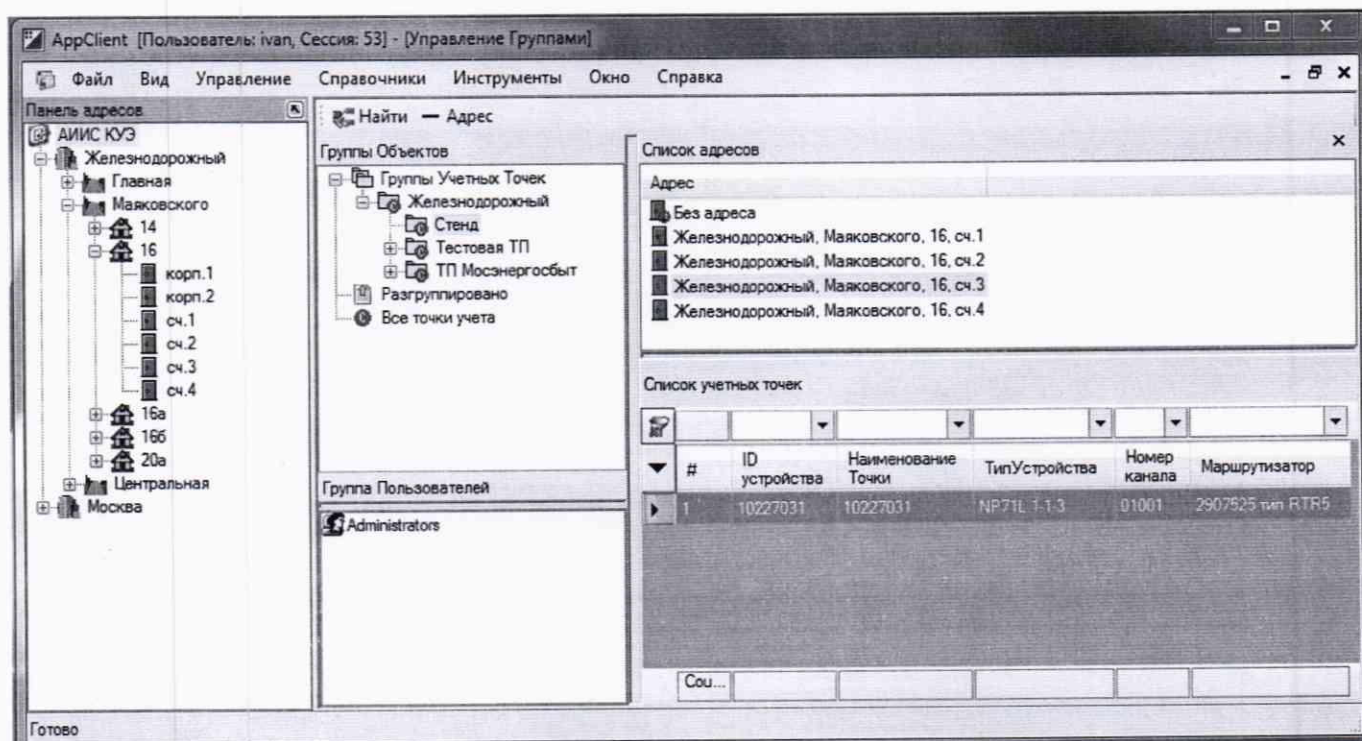


Рисунок 8.2 – Приложение Appclient, Модуль Управление группами, состав ИК

8.2.2 В случае составления протокола поверки проверяют соответствие заводских номеров компонентов системы, указанных в приложении к протоколу поверки, номерам, указанным в формуляре на АИИС;

Результат проверки считается положительным, если номера компонентов каждого ИК совпадают с записью в формуляре.

8.3 Проверка срока действия свидетельств о поверке измерительных компонентов

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 (менее 6-ти месяцев), дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

8.4 Проверка счетчиков электрической энергии

Проверка счетчиков может проводиться как с выездом на объект, так и на одном из компьютеров ЦСД без выезда на объект, в случае, если доступ к средствам измерения затруднен.

В случае проведения поверки с выездом на объект выполняются пункты 8.4.1-8.4.5.

При проведении поверки без выезда на объект выполняются пункт 8.4.6. При невыполнении хотя бы одного из условий по пункту 8.4.6 необходимо выехать на место установки оборудования для непосредственного контроля измерительного канала по пунктам 8.4.1-8.4.5.

В любом случае, при подозрении на вмешательство в работу ИК, следует произвести поверку ИК непосредственно в местах установки средств измерения.

8.4.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений электросчетчиков. Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке, при её наличии. 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 к цепям тока и напряжения счетчиков (соответствие схемам, приведенным на шильдиках счетчиков). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. Проверяют правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии. Также проверяют маркировку электросчетчиков, которая должна быть четкой, хорошо различимой.

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

8.4.3 Проверяют соответствие заводских номеров, указанных на шильдиках счетчиков, номерам, указанным в формуляре на АИИС.

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

8.4.5 Проверяют отображение данных на удалённом дисплее RUD 512 или пользовательском дисплее СИУ7 в случае их использования. Состав отображаемых данных должны соответствовать конфигурации, установленной для этих дисплеев. Отображаемые данные должны быть актуальны на момент проверки.

Результат проверки считается положительным, если отклонений не обнаружено.

8.4.6 При проведении проверки без выезда на объект проверяются:

- регулярность сбора показаний со счетчика - показания должны приходить регулярно без пропусков, один раз в сутки. Для этого запускают приложение Appclient, Модуль отображения данных (путь по умолчанию: C:\Program Files\ADDAX Technology\Appclient.exe).

AppClient [Пользователь: ivan, Сессия: 53] - [Данные [Адрес Железнодорожный, Главная, 11, 015]]

Файл Вид Управление Справочники Инструменты Окно Справка

С 1 июля 2014 г. К 24 июля 2014 г. Шаблон 7 версия

Вместе с Трансформаторами

#	Дата и время	Канал	Серийный_№	Маршрутизатор	Адрес	Наименование точки учета	Активная_энергия_импорт_кВт*ч
1	01.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 512,80
2	02.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 520,99
3	03.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 526,78
4	04.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 531,94
5	05.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 536,84
6	06.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 542,13
7	07.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 547,61
8	08.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 553,83
9	09.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 561,66
10	10.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 570,55
11	11.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 576,31
12	12.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 580,30
13	13.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 584,94
14	14.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 592,44
15	15.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 602,79
16	16.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 613,23
17	17.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 626,04
18	18.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 636,86
19	19.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 646,25
20	20.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 655,93
21	21.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 664,04
22	22.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 672,53
23	23.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 679,05
24	24.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 687,55

Готово

Рисунок 8.3 – Приложение Appclient, Модуль отображения данных

- проверяется отсутствие резкого изменения потребления электроэнергии, что может говорить о вмешательстве в работу средства измерения. Для этого запускают приложение Appclient, Модуль отображения данных (путь по умолчанию: C:\Program Files\ADDAX Technology\Appclient.exe).

The screenshot shows the AppClient application window. The title bar reads "AppClient [Пользователь: ivan, Сессия: 53] - [Данные [Адрес: Железнодорожный, Главная, 11, 015]]". The menu bar includes "Файл", "Вид", "Управление", "Справочники", "Инструменты", "Окно", and "Справка". The toolbar shows a date range from "С 1 июля 2014 г." to "К 24 июля 2014 г.", a "Шаблон" dropdown set to "7 версия", and a "Все" button. The main area contains a table with the following data:

#	Дата и время	Канал	Серийный_№	Маршрутизатор	Адрес	Наименование точки учета	Активная_энергия_импорт_кВт*ч	Активная_энергия_импорт_изменения_за_день_кВт*ч
1	01.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 512,80	8,19
2	02.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 520,99	5,79
3	03.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 526,78	5,16
4	04.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 531,94	4,90
5	05.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 536,84	5,29
6	06.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 542,13	5,47
7	07.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 547,61	6,22
8	08.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 553,83	7,83
9	09.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 561,66	8,89
10	10.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 570,55	5,76
11	11.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 576,31	3,99
12	12.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 580,30	4,64
13	13.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 584,94	7,51
14	14.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 592,44	10,34
15	15.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 602,79	10,44
16	16.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 613,23	12,81
17	17.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 626,04	10,83
18	18.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 636,86	9,38
19	19.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 646,25	9,68
20	20.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 655,93	8,12
21	21.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 664,04	8,48
22	22.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 672,53	6,53
23	23.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 679,05	8,50
24	24.07.2014 0:00:00	00014	10160557	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 015	10160557	2 687,55	

At the bottom of the table, it says "Count = 24". The status bar at the very bottom of the window contains the word "Готово".

Рисунок 8.4 – Приложение Appclient, Модуль отображения данных

- проверяется отсутствие сообщений об авариях в журнале событий для этого счётчика. Для этого запускают приложение Appclient, Модуль просмотра аварий (путь по умолчанию: C:\Program Files\ADDAX Technology\Appclient.exe).

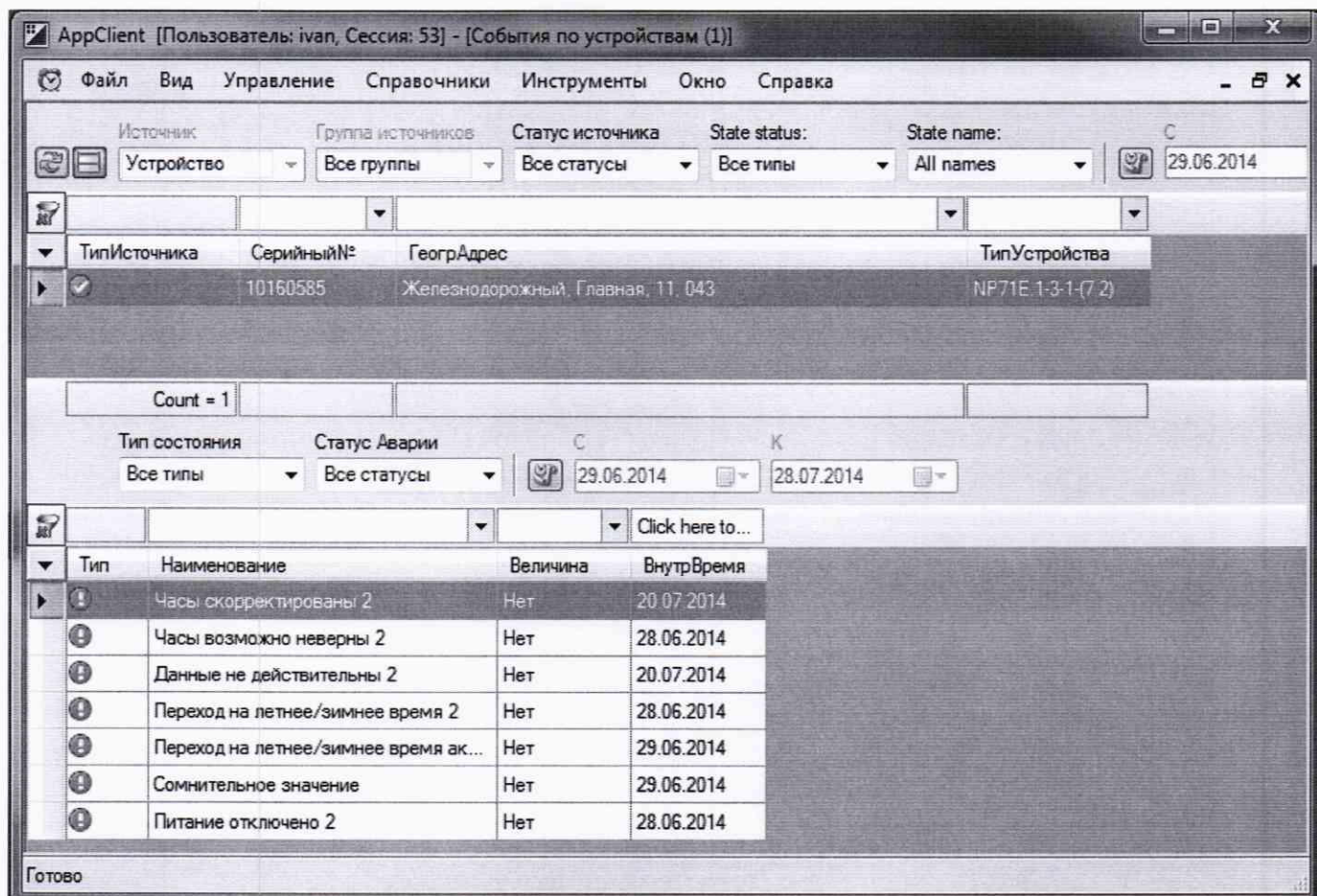


Рисунок 8.5 – Приложение AppClient. Модуль просмотра аварий

При невыполнении хотя бы одного из этих условий необходимо выехать на место установки оборудования для непосредственного контроля измерительного канала по пунктам 8.4.1-8.4.5.

8.5 Проверка УСПД

Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения.

8.5.1 Проверка функционирования УСПД 5-й версии RTR512:

- Наблюдают функционирование блоков УСПД по характерному миганию светодиодов на лицевой поверхности корпуса;
- Подключают монитор RML5 к трёхфазной сети, к которой подключен УСПД и наблюдают на его дисплее информационные послышки и послышки регистрации (смотри «Универсальный монитор RML5. Техническое описание и руководство по эксплуатации»). Тем самым убеждаются в работе PLC-модема УСПД.

В случае затруднения доступа к УСПД на месте установки при проверках допускается провести проверку из ЦСД.

В этом случае в приложении NMS Client проверяется:

- отсутствие сообщений об авариях в журнале событий для этого УСПД. (Приложение NMS Client, модуль NMS Console, функция отображения аварии. Путь по умолчанию: C:\NMS\NMS.exe).

Время	Описание	Величина	Описание подсистемы	Критичность
23-02-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
24-02-2014 00:00	Restart Counter	389	System	ⓘ
24-02-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
25-02-2014 00:00	Restart Counter	390	System	ⓘ
25-02-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
26-02-2014 00:00	Restart Counter	391	System	ⓘ
26-02-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
27-02-2014 00:00	Restart Counter	392	System	ⓘ
27-02-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
28-02-2014 00:00	Restart Counter	393	System	ⓘ
28-02-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
01-03-2014 00:00	Restart Counter	394	System	ⓘ
01-03-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
02-03-2014 00:00	Restart Counter	395	System	ⓘ
02-03-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
03-03-2014 00:00	Restart Counter	396	System	ⓘ
03-03-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
04-03-2014 00:00	Restart Counter	397	System	ⓘ
04-03-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
05-03-2014 00:00	Restart Counter	398	System	ⓘ
05-03-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
06-03-2014 00:00	Restart Counter	399	System	ⓘ
06-03-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
07-03-2014 00:00	Restart Counter	400	System	ⓘ
07-03-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ
08-03-2014 00:00	Restart Counter	402	System	ⓘ
08-03-2014 11:00	Power restart	1	System	ⓘ

Count = 346

Готово

Рисунок 8.6 – Приложение NMS Client, модуль NMS Console, функция отображения аварии

- Наличие связи со всеми счетчиками, относящимися к этому УСПД – все счетчики должны быть зарегистрированы и активны. (Приложение NMS Client, модуль NMS Console, вкладка список устройств. Путь по умолчанию: C:\NMS\NMS.exe).

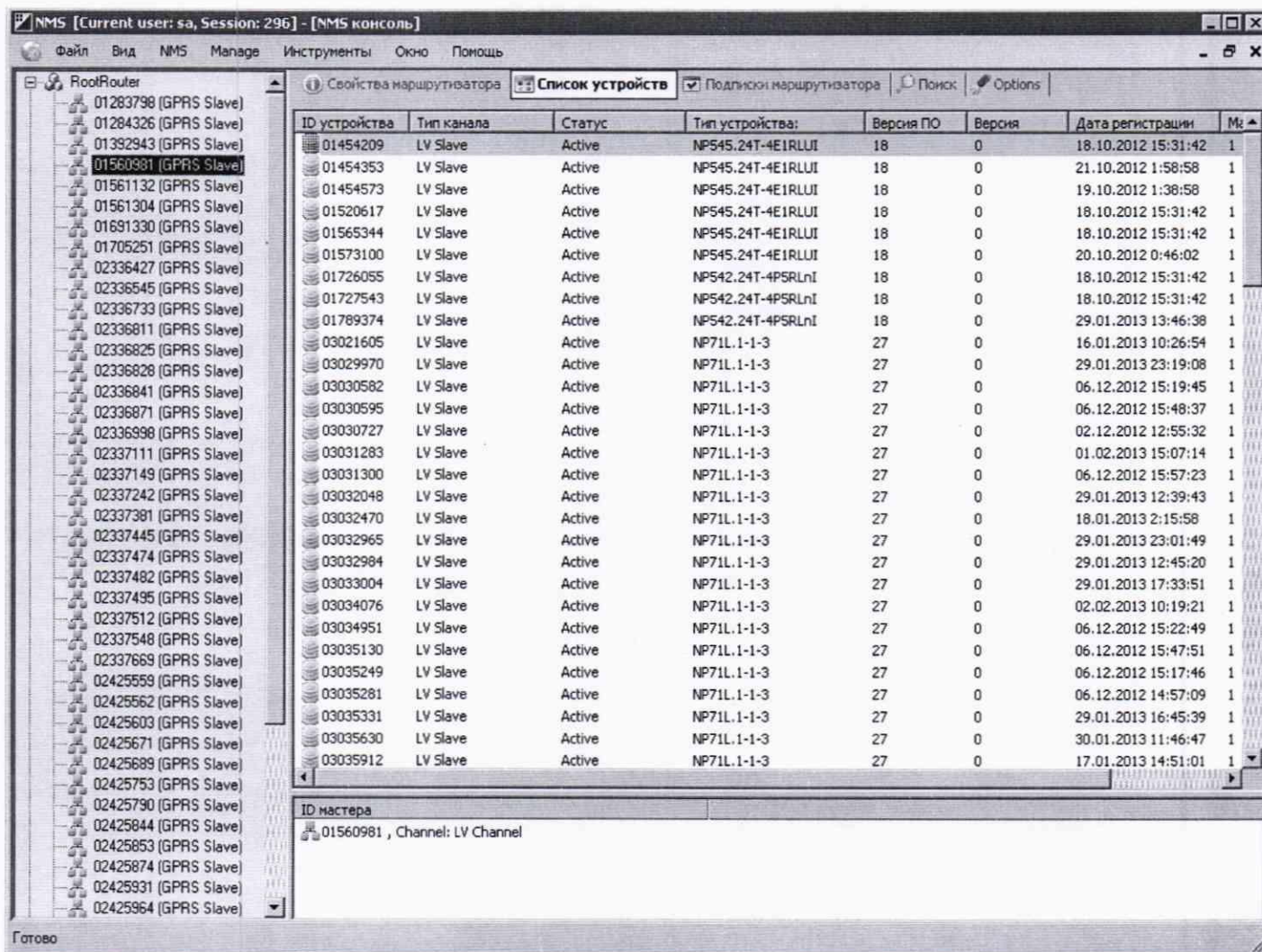


Рисунок 8.7 – Приложение NMS Client, модуль NMS Console, вкладка список устройств

При невыполнении хотя бы одного из этих условий необходимо выехать на место установки УСПД и проверить подключение к сети, отсутствие сигнализации светодиодами аварийной ситуации, наличие PLC посылок.

В любом случае, при подозрении на вмешательство в работу УСПД, следует произвести проверку непосредственно в местах установки.

8.5.2 Проверка функционирования УСПД 8-й версии RTR8:

- Наблюдают функционирование блоков УСПД по характерному миганию светодиодов на лицевой поверхности корпуса (см. «RTR v.8. Техническое описание и руководство по эксплуатации»);

- Подключают портативный компьютер к УСПД через разъем Ethernet. Запускают любой актуальный интернет-браузер и в командной строке вводят IP адрес, по умолчанию это 192.168.0.1 (см. «Настройка RTR v.8/DC с помощью Веб-интерфейса. Инструкция»).

- Запускается веб-интерфейс УСПД, вводится имя и пароль доступа.

- На вкладке «Список счетчиков» проверяется наличие связи со всеми счетчиками по PLC-сети, тем самым проверяется нормальная работа PLC-модемов УСПД.

ADDAX

Устройство: RTR8A.LG-2-1
С/Н: 4329046
Версия: RTR-v.8.0.6.5 DCU.7.11.5.18373

Пользователь: admin
Дата/Время: 2014-07-28 11:12:47 UTC+04:00
Место: Внедрение 2-х фидерный
установки:

Список счетчиков

S-FSK

#	Имя	Тип	MAC-адрес	Статус	Версия прошивки	Зарегистрирован	Время связи
1	ADX000004102511	-	-	Active	V7536	2014-07-17 16:16:09	2014-07-28 11:05:28
2	ADX0000000003150	-	-	Active	v7.2.38	2014-07-18 09:53:02	2014-07-28 11:11:32

Экспорт

Copyright © 2013 ADD GROUP

Рисунок 8.8 – Веб-интерфейс УСПД. Список счетчиков

- На вкладке «Время/Место» проверяется текущее время УСПД, которое должно быть актуальным.

ADDAX

Устройство: RTR8A.LG-2-1
С/Н: 4329046
Версия: RTR-v.8.0.6.5 DCU.7.11.5.18373

Пользователь: admin
Дата/Время: 2014-07-28 11:15:35 UTC+04:00
Место: Внедрение 2-х фидерный
установки:

Настройка времени/Место установки

Дата/Время: 2014-07-28 11:14:19

Новые Дата/Время: **Установить сейчас!**

Страна:

Город (часовой пояс):

Место установки:

Язык интерфейса:

NTP включен:

NTP сервер:

Период синхронизации:

Сохранить **Сохранить и Синхронизировать**

Copyright © 2013 ADD GROUP

Рисунок 8.9 – Веб-интерфейс УСПД. Текущее время УСПД

В случае трудностей с доступом к УСПД на месте установки допускается провести проверку из любого удобного места, в котором есть возможность подключиться к веб-интерфейсу УСПД через интернет при помощи портативного компьютера.

В случае если УСПД не отвечает на запросы или при любом подозрении на вмешательство в работу УСПД, следует произвести проверку непосредственно в месте установки оборудования. Следует проверить подключение к сети, отсутствие сигнализации светодиодами аварийной ситуации, наличие PLC посылок.

8.6 Проверка функционирования центрального компьютера АИИС и ИК

8.6.1 В рамках этого пункта проверяют следующее:

- получение текущих показаний со счетчиков электроэнергии через УСПД RTR;
- получение текущих показаний со счетчиков электроэнергии через коммуникационные модули СМ7;
- защиту программного обеспечения на сервере от несанкционированного доступа.

8.6.2 Проверку получения показаний со счетчиков электроэнергии через УСПД RTR производят следующим образом. Запускают программу AppClient и в модуле «Управление группами» выбирают опцию «Отобразить данные». Находят полученные от каждого счетчика данные, на передачу которых они были сконфигурированы, и дату получения. Можно отображать полученные данные и дату получения для некоторого количества счетчиков, сгруппированных, как правило, по территориальному принципу, учитывая размещение средств измерений на объекте.

Пример показан на рисунке 8.3.

Проверка считается успешной, если дата получения отображаемых данных актуальна.

8.6.3 Проверку получения показаний со счетчиков электроэнергии через коммуникационные модули СМ7 проводят аналогично проверке получения показаний со счетчиков электроэнергии через УСПД.

8.6.4 Для проверки защиты программного обеспечения запускают на выполнение программу AppClient и в поле "пароль" вводят любой неправильный пароль. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

8.7 Проверка функционирования вспомогательных устройств

Проверку функционирования модемов (при их наличии) проводят косвенно по работе систем в целом. Модемы считаются исправными в составе систем, если были установлены коммутируемые соединения, и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

8.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

8.8.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

8.8.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0)S_{ном}$.

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

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. 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.

8.9 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

8.9.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.9.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей 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 $(0,25-1,0)S_{ном}$.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками системы. 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.

8.10 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Измеряют падение напряжения $U_{л}$ 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 системы. 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.

8.11 Проверка абсолютной погрешности измерений времени в системе

8.11.1 Проверка абсолютной погрешности часов центра сбора данных.

Проверяют настройки компьютера являющегося ЦСД и убеждаются, что время сервера центра синхронизируется с NTP-сервером;

Запускают на сервере центра сбора данных любой интернет браузер. Открывают страницу NTP-сервера, например ntp21.vniiftri.ru. Выводят на монитор окно с показаниями внутренних часов сервера. Точность времени центра считается достаточной, если не обнаружено расхождение времени более, чем на 1 секунду.

8.11.2 Проверка абсолютной погрешности времени ИК, в которых для связи с ЦСД используются УСПД.

Для этой проверки необходимо использовать портативный компьютер, который подключен к сети Internet и синхронизирует свое время с любым NTP-сервером.

Проверка производится в следующей последовательности:

- Убеждаются, что время переносного компьютера синхронизируется с временем NTP сервера;

- Далее проверяют абсолютную погрешность часов каждого счетчика. Переводят дисплей испытываемого счетчика на отображение текущего времени или ожидают когда экраны сменятся автоматически. Сравнивают отображаемое время на дисплее счетчика с временем переносного компьютера. Расхождение должно быть не более ± 3 секунд:

$$|t_{\text{ЦСД}}| + |t_{\text{сч}}| < t_{\text{доп}} \quad (1)$$

где:

$t_{\text{ЦСД}}$ - допустимое время рассинхронизации ЦСД, которое составляет не более 1 секунды;

$t_{\text{сч}}$ - допустимое время рассинхронизации счетчика устанавливаемого при конфигурации и равного ± 3 секундам;

$t_{\text{доп}}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности часов, равного 5 секундам.

Таким образом, убеждаются, что абсолютная погрешность времени в ИК не превышает заявленных ± 5 секунд.

8.11.3 Абсолютная погрешность часов ИК, в которых для связи с ЦСД используются коммуникационные модули СМ7.

Проверка погрешности часов ИК в этом случае производится с применением переносного компьютера по показаниям текущего времени счетчика, отображаемого на дисплее счетчика аналогично п. 8.11.2.

Абсолютная погрешность времени в ИК не должна превышать заявленных ± 5 секунд.

8.11.4 В случае затруднения доступа к счетчику на месте установки вне зависимости от устройства, используемого для передачи данных в ЦСД (УСПД или коммуникационный модуль), допускается провести проверку абсолютной погрешности часов счётчиков из Центра сбора данных. В этом случае, на центральном компьютере или на любом рабочем месте оператора, проверяются флаги о коррекции времени и недостоверности данных, полученных со счетчика (см. рисунок 8.10). Для этого запускают приложение AppClient, Модуль просмотра аварий (путь по умолчанию: C:\Program Files\ADDAX Technology\Appclient.exe).

Флаги генерируются автоматически, если метка времени данных расходится с временем ЦСД более чем на допустимое время рассинхронизации для счетчиков (по умолчанию 3 секунды). Абсолютная погрешность времени счетчика не превышает ± 3 -х секунд, если в журнале есть сообщение о коррекции времени и при этом сообщения о некорректности данных отсутствуют.

Events by devices (1)

Источник: Устройство | Группа источников: Все группы | Статус источника: Все статусы | Статус: Все типы | Наименование: All names | С: 03.05.2014 | К: 02.06.2014

ТипИсточника	ЛогическийID	Серийный№	Канал	НаименованиеРесурса	ТипУстройства	Производитель	ДатаУстановки
	ADD3003006	3003006	0	Электро	NP71L-1-3	ADD	19.10.2012 12:58:48

Count = 1

Тип состояния: Все типы | Статус Аварии: Все статусы | С: 02.03.2014 | К: 02.06.2014

Тип	Наименование	Величина	ВнутрВремя	Статус
⊕	Время скорректировано2	Да	11.03.2014	
⊕	Время скорректировано2	Нет	12.03.2014	
▶ ⊕	Время скорректировано2	Да	28.03.2014	
⊕	Время скорректировано2	Нет	29.03.2014	
⊕	Время скорректировано2	Да	15.04.2014	
⊕	Время скорректировано2	Нет	16.04.2014	
⊕	Данные некорректны2	Да	11.03.2014	
⊕	Данные некорректны2	Нет	12.03.2014	
⊕	Данные некорректны2	Да	28.03.2014	
⊕	Данные некорректны2	Нет	29.03.2014	
⊕	Данные некорректны2	Да	15.04.2014	
⊕	Данные некорректны2	Нет	16.04.2014	
⊕	Нет питания2	Да	28.04.2014	
⊕	Нет питания2	Нет	29.04.2014	

Count ...

Рисунок 8.10 – Приложение AppClient, Модуль просмотра аварий, Флаг скорректированного времени и достоверности данных

Выполнение условий п. 8.11.1 - 8.11.4 свидетельствует о том, что погрешность часов системы не превышает ± 5 секунд.

8.12 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена в измерительных каналах системы

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

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

Проверка проводится как с выездом на объект, так и на одном из компьютеров ЦСД без выезда на объект.

В случае проведения проверки с выездом на объект выполняется пункт 8.12.1.

При проведении проверки без выезда на объект выполняются пункт 8.12.2. Для проведения проверки без выезда на объект, счетчики должны быть предварительно сконфигурированы на передачу показаний по двум тарифам.

8.12.1 На центральном компьютере (сервере) или на рабочем месте оператора, подключенному к серверу, распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные счетчиками в соответствии с их конфигурацией за полные сутки, предшествующие дню проверки, по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда

этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устранным отказом какого-либо компонента системы.

Выезжают на место установки счетчика и используя переносной компьютер, считывают через оптопорт показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии за предыдущие сутки и сравнивают с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) для того же момента времени.

Расхождение не должно превышать единицу младшего разряда.

Если есть возможность подключиться к серверу с места установки счетчиков удаленно, то распечатку не делают.

8.12.2 Второй вариант проверки, не связанный с выездом на объект, заключается в проверке совпадения суммы потребленной энергии по двум тарифам за сутки с потребленной общей энергией за сутки, зарегистрированной счетчиком, рассчитанной по формуле (2) приведенной ниже. Счетчик должен быть сконфигурирован на подсчет измеряемой энергии по 2-м тарифам.

Показания, присланные счетчиком можно посмотреть в модуле отображения данных программы AppClient. Пример показан на рисунке 8.11 (путь по умолчанию: C:\Program Files\ADDAX Technology\Appclient.exe).

#	Дата и время	Канал	Серийный_№	Маршрутизатор	Адрес	Наименование точки учета	Активная энергия импорт_кВт*ч	Активная энергия импорт_T1_кВт*ч	Активная энергия импорт_T2_кВт*ч
1	23.07.2014 0:00:00	00076	10160630	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 006	10160630	7 624,22	5 787,42	1 836,80
2	24.07.2014 0:00:00	00076	10160630	10353833 тип RTR8	Железнодорожный, Главная, 11, 006	10160630	7 631,79	5 793,01	1 838,79

Count = 2

Рисунок 8.11 – Пример отображения полученных со счетчика показаний электрической энергии

$$E_{A.I.} = E_{A.I.}(i-1) - E_{A.I.}(i-2) = E_{A.I.T1}(i-1) - E_{A.I.T1}(i-2) + E_{A.I.T2}(i-1) - E_{A.I.T2}(i-2), \quad (2)$$

где:

- $E_{A.I.}$ - потребление активной энергии за сутки;
- $E_{A.I.}(i-1)$ - показания «Активная Энергия Импорт» за предыдущие сутки;
- $E_{A.I.}(i-2)$ - показания «Активная Энергия Импорт» за позапрошлые сутки;
- $E_{A.I.T1}(i-1)$ - показания «Активная Энергия Импорт Тариф 1» за предыдущие сутки;
- $E_{A.I.T1}(i-2)$ - показания «Активная Энергия Импорт Тариф 1» за позапрошлые сутки;
- $E_{A.I.T2}(i-1)$ - показания «Активная Энергия Импорт Тариф 2» за предыдущие сутки;
- $E_{A.I.T2}(i-2)$ - показания «Активная Энергия Импорт Тариф 2» за позапрошлые сутки.

По полученным со счетчика шести значениям делают вывод об отсутствии ошибок информационного обмена, так как, если бы хотя бы одно значение было прислано с ошибкой, то потребленная энергия, высчитываемая по формуле (2) не сходилась.

8.12.3 Передача автоданных в центр сбора данных.

Передача автоданных осуществляется в автоматическом режиме, в зависимости от настроек подписки на автоматические данные и настроек Router +. Обычно доставка автоданных в центр производится раз в сутки в указанное время.

Для проверки запускают программу Appclient вкладка «Данные» и проверяют наличие показаний на момент времени предшествующий моменту проверки на 3-е суток.

Путь по умолчанию для запуска программы: C:\Program Files\ADDAX Technology\Appclient.exe\ . Пример показан на рисунке 8.3

Результаты проверки считают удовлетворительными, если в базу данных центра в течение последующих 3-х суток поступают все данные, указанные в конфигурации испытуемых счетчиков.

8.13 Расчет и проверка метрологических характеристик (МХ) ИК при измерении активной и реактивной электрической энергии

8.13.1 Общие положения

Расчету метрологических характеристик ИК систем, предусмотренной методикой поверки, предшествует установление исходных данных для определения погрешностей ИК.

8.13.2 Исходные предположения для вычисления погрешностей

Погрешности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии относятся к инструментальным погрешностям. Значения их погрешностей для расчета принимаются максимально допустимым, согласно нормированным метрологическим характеристикам при утверждении их типа.

Линии передачи данных от УСПД по каналам связи на ИВК (ЭВМ) не влияют на погрешность измерений в силу цифрового характера передачи данных, потому что используют алгоритмы сохранения результатов измерений только после проверки отсутствия искажений в контрольной сумме передаваемых данных измерений. В этом случае на ИВК (ЭВМ) должен проверяться запрет несанкционированного доступа к измерительной информации, и точность хода часов в ИВК (ЭВМ), которая влияет на погрешность отсчета времени в ИК.

Если ИВК, подключенный к ИК, работает только в режиме индикации и не участвует в процессе измерений, то этот ИВК не включают в состав ИК системы.

Погрешность отсчета времени определяется погрешностью часов, которые установлены в счетчике и, соответственно, в ИВК и погрешностью, обусловленной запаздыванием в линии передачи данных сигналов корректировки, поступающих от устройства внешней синхронизации для синхронизации часов счетчиков.

Принимаемый закон распределения погрешностей - нормальный.

Факторы, определяющие погрешность, независимы.

Доверительная вероятность определения погрешности равна 0,95.

Погрешности измерительных трансформаторов не коррелированы между собой.

Колебания напряжения в сети составляют не более $\pm 10\%$ от номинального значения, колебания частоты не более $\pm 5\%$ от номинального, изменения фазы тока относительно напряжения происходят от φ_{\max} до φ_{\min} .

Закон распределения влияющих факторов предполагается нормальным или экспоненциальным для тех величин, которые действуют не постоянно, а могут возникать кратковременно, например, значительные амплитуды 5-й гармоники, амплитуды вибрации и прочее.

Предполагаются следующие значения математического ожидания факторов, влияющих на погрешность:

- 1) напряжение: номинальное напряжение электросчетчика;
- 2) нагрузка по току: симметричная;
- 3) фазовый сдвиг между током и напряжением: $(\varphi_{\max} - \varphi_{\min})/2$;
- 4) частота: 50 Гц;
- 5) температура окружающей среды: 23 °С.

8.13.3 Порядок расчета МХ для ИК активной и реактивной энергии.

$$\delta_{w(Q)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_{\theta_{P(Q)}}^2 + \delta_A^2 + \delta_{y.c}^2 + \delta_{c.o.W_{P(Q)}}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c_j}^2} \quad (3)$$

В формуле приведены следующие обозначения:

1,1 - коэффициент, учитывающий разные законы распределения погрешностей при их суммировании в измерительном канале. В случае отсутствия в ИК измерительных трансформаторов ТТ и ТН, этот коэффициент может принимать значение равное 1.

δ_I - пределы относительной погрешности измерения тока ТТ, %;

δ_U - пределы относительной погрешности измерения напряжения ТН, %;

$\delta_{\theta p(q)}$ - пределы относительной погрешности схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %;

δ_n - относительная погрешность из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;

$\delta_{у.с.}$ - основная относительная погрешность отсчета времени, %;

$\delta_{с.о\dot{W}p(q)}$ - пределы основной относительной погрешности счетчика при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;

$\sum_{j=1}^l \delta_{с.ж}$ - суммарная дополнительная относительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;

Погрешность ИК при измерении активной электроэнергии, обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика в каждой точке диапазона, вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta_p} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (4)$$

Погрешность ИК при измерении реактивной электроэнергии, обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика в каждой точке диапазона, вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta_q} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi} \quad (5)$$

В формулах (3) и (4) приведены следующие обозначения:

θ_I - угловая погрешность ТТ, мин;

θ_U - угловая погрешность ТН, мин;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности для активной электроэнергии;

$\sin \varphi$ - коэффициент мощности для реактивной электроэнергии.

Системы считаются прошедшими поверку успешно, если по результатам экспериментальных проверок не было превышение допустимых пределов, состав системы и классы точности средств измерений соответствуют описанию типа. В этом случае основные погрешности ИК (без учета суммарной дополнительной погрешности счетчика) не превышают пределов допустимых погрешностей, указанных в описании типа на данные системы.

Суммарная погрешность ИК зависит от условий работы всех измерительных компонент и линий связи ТТ и ТН со счетчиком, но в основном от рабочих условий счетчика, который находится в данном ИК. Общую погрешность ИК, в зависимости от рабочих условий, следует рассчитывать по формулам 3-5 и указывать в протоколе поверке.

9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 оформляют результаты о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

9.2 При необходимости (по желанию заказчика) может оформляться протокол поверки форма которого приведена в Приложении 1.

Протокол поверки должен содержать список ИК и отметки о погрешности. Приложение может состоять из нескольких листов, которые добавляются по необходимости, при этом в нижней строчке каждой таблицы указывают номер листа и общее число листов.

9.3 При отрицательных результатах поверки системы на объекте выявляют причину, вызвавшую отказ, после устранения которой повторяют поверку. Допускается повторную поверку проводить не в полном объеме.

9.4 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.

Зам. Начальника лаборатории ФГУП «ВНИИМС»



С.И. Зюзя

