

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И  
МЕТРОЛОГИИ

Федеральное бюджетное учреждение  
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и  
испытаний в Красноярском крае»  
(ФБУ «Красноярский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ГЦИ СИ  
ФБУ «Красноярский ЦСМ»



/ С. Л. Шпирко /

2015 г.

Система автоматизированная информационно–измерительная  
коммерческого учета электроэнергии  
ПС 220/110/10 кВ «Узловая»

**Методика поверки**

18-18/007 МП

г.р. 63671-16

**Красноярск**

**2015**

## 1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/10 кВ «Узловая».

1.2 Поверке подлежит АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Узловая» покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596. Состав АИИС КУЭ приведен в приложении А.

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ в целях утверждения типа перед вводом в эксплуатацию.

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ с интервалом между поверками (ИМП) 4 года.

1.3 Измерительные компоненты системы (ИКС) поверяют с интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки ИКС наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки и восстановления ИКС выполняется проверка ИКС 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, корректировка часов и т.п.).

1.4 Внеочередную поверку АИИС КУЭ 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 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 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815	Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке
ПР 50.2.012-94	«ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений»
Р 50.2.077-2014	«ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения»
ГОСТ Р 8.596-2002	«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»
ГОСТ 12.2.007.0-75	«ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»
ГОСТ 12.2.007.3-75	«ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности».
ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150)	«Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»

## 3 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

3.1 В настоящей методике использованы следующие обозначения:

$U_{ном}$  - номинальное напряжение;

$U_n$  - падение напряжения в проводной линии связи;

$S_{ном}$  - номинальная мощность.

3.2 В настоящей методике использованы следующие сокращения:

<b>АИИС КУЭ</b>	- автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
<b>АРМ</b>	- автоматизированное рабочее место;
<b>БД</b>	- база данных;
<b>ГТЭС</b>	- газотурбинная электростанция;
<b>ИВК</b>	- информационно-вычислительный комплекс;
<b>ИВКЭ</b>	- информационно-вычислительный комплекс электроустановки;
<b>ИИК</b>	- информационно-измерительный комплекс;
<b>ИК</b>	- измерительный канал;
<b>ИКС</b>	- измерительный компонент системы;
<b>ИИС</b>	- информационно-измерительная система;
<b>ИМП</b>	- интервал между поверками;
<b>КУЭиМ</b>	- коммерческий учет электроэнергии и мощности;
<b>МХ</b>	- метрологическая характеристика;
<b>ПО</b>	- программное обеспечение;
<b>СИ</b>	- средство измерений;
<b>ТН</b>	- трансформатор напряжения;
<b>ТТ</b>	- трансформатор тока;
<b>УСПД</b>	- устройство сбора и передачи данных;
<b>СОЕВ</b>	- система обеспечения единого времени.

#### 4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки проводят операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при поверке		
			первичной	периодической	внеочередной
1	Внешний осмотр	10.1	Да	Да	Да
2	Проверка измерительных компонентов системы	10.2	Да	Нет	Нет
3	Проверка счетчиков электроэнергии	10.3	Да	Да	Да
4	Проверка УСПД	10.4	Да	Да	Да
5	Подтверждение соответствия ПО СИ	10.5	Да	Да	Да
6	Проверка функционирования сервера АИИС КУЭ	10.6	Да	Да	Да
7	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	10.7	Да	Нет	Да
8	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	10.8	Да	Нет	Да
9	Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	10.9	Да	Нет	Да
10	Проверка погрешности часов ИКС	10.10	Нет	Да	Да
11	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	10.11	Нет	Да	Да

## 5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки должны использоваться средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Содержание и объем испытаний

№ п/п	Наименование средства поверки
1	Переносной компьютер с ПО: – «MeterCat Альфа А1800», – «Конфигуратор RTU-325Т» и – «АльфаЦЕНТР» АС РЕ
2	УСВ-1 с GPS-приемником
2	Термометр лабораторный с пределом измерений от минус 40 до +50 °С, абсолютной погрешность не более ± 1 °С
3	Измеритель параметров электробезопасности электроустановки МРІ-505. Диапазон измерения от 0,13 до 1999 Ом.

5.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик с требуемой точностью.

5.3 Применяемые средства измерений должны иметь действующие свидетельства о поверке.

## 6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

6.1 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.

6.2 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 свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

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

## 7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1 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 электроустано-

вок 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.

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

## **8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ**

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

## **9 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ**

9.1 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 информационно-измерительные комплексы (ИИК);
  - рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке).

9.2 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; 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;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НД 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.

## **10 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

### **10.1 Внешний осмотр**

10.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений СИ, наличие поверительных пломб и клейм.

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

10.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в паспорте - формуляре на ИК АИИС КУЭ.

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

### **10.2 Проверка измерительных компонентов ИК**

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

### 10.3 Проверка счетчиков электрической энергии

10.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций па 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.

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

10.3.3 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.

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

### 10.4 Проверка УСПД

10.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушениях пломб проверяют правильность подключения УСПД.

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

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

### 10.5 Подтверждение соответствия ПО СИ

10.5.1 Проверку соответствия ПО проводят по Р 50.2.077.

10.5.2 После запуска ПО «АльфаЦентр» на экране монитора должна высветиться версия, приведенная в табл. 3.

10.5.3 Запускают программу хэширования файлов «MD5.EXE» и открывают каталог наименования модулей: «C:\alfacentr\exe\». Выделяют файлы, наименование которых приведено в табл. 3. и просчитывают хэш-коды. Проверку считают успешной, если хэш-коды соответствуют данным в табл. 3.

Таблица 3 — Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование программного обеспечения	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Идентификационное наименование ПО	DataServer.exe + DataServer_USPD.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Наименование программного обеспечения	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	Amrserver.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	1907cf524865a1d0c0042f5eeaf4f866

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Amrc.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	95e1a46241f32666dd83bab69af844c0
Идентификационное наименование ПО	Amra.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	1d217646a8b3669edaebb47ba5bc410b
Идентификационное наименование ПО	Cdbora2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	a2f6e17ef251d05b6db50ebfb3d2931a
Идентификационное наименование ПО	Encryptdll.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Идентификационное наименование ПО	Alphamess.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	11.07.01.01
Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления MD5)	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd

## 10.6 Проверка функционирования сервера АИИС КУЭ

10.6.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

10.6.3 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 выполнять работу.

## 10.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

10.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи измерительных трансформаторов напряжения (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.

10.7.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10% от номинального напряжения ( $U_{ном}$ ).

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25÷1,0) от номинальной ( $S_{ном}$ ). 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 ИК в течение истекающего интервала между поверками ИК. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия.

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

### **10.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока**

10.8.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток трансформаторов тока (ТТ). При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

10.8.2 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 ИК в течение истекающего интервала между поверками ИК. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия.

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

### **10.9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком**

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

#### **Примечания.**

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов - протоколов на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками ИК. 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.

### **10.10 Проверка погрешности часов ИКС АИИС КУЭ**

Погрешность часов измерительных компонентов АИИС КУЭ проверяют непосредственным сличением часов счетчиков и УСПД с показаниями GPS-приемника СОЕВ. Время с часов счетчиков считывают при помощи переносного компьютера с оптопортом и ПО «Альфа-ЦЕНТР». Время с часов УСПД считывают при помощи переносного компьютера с оптопортом и ПО «Метроскоп».

АИИС КУЭ считают выдержавшим испытание по п. 10.10, если расхождение часов счетчиков, УСПД и ИВК относительно часов СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

### **10.11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена**

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

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

10.11.1 На центральном компьютере ИВК системы 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, соответст-



вующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента системы.

10.11.2 Распечатывают журнал событий счетчиков и ИВК и отмечают моменты нарушения связи с СИ. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти сервера БД на тех интервалах времени, в которые была нарушена связь.

10.11.3 Распечатывают на центральном компьютере ИВК 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 сервере БД не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

10.11.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 10.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в сервере БД системы 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 сервере БД системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

## 11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ


11.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815. В приложении к свидетельству указывают перечень СИ с указанием заводских номеров.

11.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признаются негодными к дальнейшей эксплуатации и на них выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 с указанием причин.

Начальник отдела СНТР

  
(подпись) /Н.М. Лясковский/

Инженер 2 категории отдела СНТР

  
(подпись) / Д.Р. Рыжов/

## Приложение А

(справочное)

### Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов АИИС КУЭ

А.1 Состав ИК АИИС КУЭ приведен в табл. А.1.

Таблица А.1 – Состав ИК 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Узловая»

№ ИК	Наименование присоединения	Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	УСПД	
5	В 1АТ/110	А1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВ-110/50, 3 ед.; $K_T = 0,5$ ; $K_I = 1500/5$ ; № ГР 3190-72	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08	RTU-325T № ГР 44626-10	Активная и реактивная электроэнергия
6	В 2АТ/110	А1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВ-110/50, 3 ед.; $K_T = 0,5$ ; $K_I = 1500/5$ ; № ГР 3190-72	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
7	ВЛ 110 кВ Железнодорожная ТЭЦ – Узловая I цепь (С-293)	А1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВГ-110, 3 ед.; $K_T = 0,5S$ ; $K_I = 600/5$ ; № ГР 22440-07	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
8	ВЛ 110 кВ Железнодорожная ТЭЦ – Узловая II цепь (С-294)	А1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВГ-110, 3 ед.; $K_T = 0,5S$ ; $K_I = 600/5$ ; № ГР 22440-02	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
9	ВЛ 110 кВ Узловая - Автоград I цепь (С-283)	А1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВ 110-1, 3 ед.; $K_T = 1$ ; $K_I = 1000/5$ ; № ГР 3189-72	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
10	ВЛ 110 кВ Узловая - Автоград II цепь (С-284)	А1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВ 110-1, 3 ед.; $K_T = 1$ ; $K_I = 1000/5$ ; № ГР 3189-72	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
11	ВЛ 110 кВ Узловая – КТПБ Красноярской ТЭЦ-4 I цепь с отпайками (С-287)	А1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВ 110-1, 3 ед.; $K_T = 1$ ; $K_I = 500/5$ ; № ГР 3189-72	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
12	ВЛ 110 кВ Узловая – КТПБ Красноярской ТЭЦ-4 II цепь с отпайками (С-288)	А1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВ 110-1, 3 ед.; $K_T = 1$ ; $K_I = 500/5$ ; № ГР 3189-72	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
13	ВЛ 110 кВ Узловая – ГПП-4 I цепь (С-285)	А1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВ 110-1, 3 ед.; $K_T = 1$ ; $K_I = 500/5$ ; № ГР 3189-72	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
14	ВЛ 110 кВ Узловая – ГПП-4 II цепь (С-286)	А1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВ 110-1, 3 ед.; $K_T = 1$ ; $K_I = 500/5$ ; № ГР 3189-72	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
15	ВЛ 110 кВ Узловая – НПС Вознесенская I цепь (С-291)	А1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	SB 0,8 ; 3 ед.; $K_T=0,2$ ; $K_I = 150/5$ ; № ГР 20951-01	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		

№ ИК	Наименование присоединения	Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)	УСПД	
16	ВЛ 110 кВ Узловая – НПС Вознесенская II цепь (С-292)	A1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	SB 0,8 ; 3 ед.; $K_T=0,2$ ; $K_I = 150/5$ ; №ГР 20951-01	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08	RTU-325T № ГР 44626-10	Активная и реактивная электроэнергия
17	ВЛ 110 кВ Узловая – Шумково 30 I цепь с отпайками (С-289)	A1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВ 110-II, 3 ед.; $K_T = 0,5$ ; $K_I = 1000/5$ ; № ГР 3189-72	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
18	ВЛ 110 кВ Узловая – Город I цепь	A1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	SB 0,8 ; 3 ед.; $K_T=0,2S$ ; $K_I = 400/5$ ; №ГР 20951-01	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
19	ВЛ 110 кВ Узловая – Город II цепь	A1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	SB 0,8 ; 3 ед.; $K_T=0,2S$ ; $K_I = 400/5$ ; №ГР 20951-01	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
20	ВЛ 110 кВ Узловая – Шумково-0 II цепь с отпайками (С-290)	A1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТВ 110-II, 3 ед.; $K_T = 0,5$ ; $K_I = 1000/5$ ; № ГР 3189-72	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		
37	ЗРУ-10 кВ яч. 9 Весна	A1802RALQ-P4GB-DW-4, 1 ед., $K_T=0,2S/0,5$ ; № ГР 31857-11	ТОЛ-10-I, 3 ед.; $K_T = 0,5S$ ; $K_I = 80/5$ ; № ГР 15128-07	VPU-123 УХЛ 1, 3 ед., $K_T = 0,5$ ; $K_U=110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № ГР 40089-08		