

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  
Заместитель директора по метрологии  
ФБУ «Красноярский ЦСМ»

  
/ С. Л. Шпирко /  
28 октября 2014 г.

Каналы измерительные присоединений  
РУСН – 6 кВ сек. 6Р яч. 3, РУСН – 6 кВ сек. 7Р яч. 18 системы автоматизированной информационно – измерительной коммерческого учета электрической энергии – объекта «Новый блок Абаканской ТЭЦ» филиала «Абаканская ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»

**Методика поверки**

18-18/002 МП

Красноярск

2014

**СОДЕРЖАНИЕ**

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.....	3
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	3
3 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....	3
4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ.....	4
5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ .....	4
6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	5
7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ .....	5
8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	6
9 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ .....	6
11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	10
Приложение А .....	10

## 1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на каналы измерительные (ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)».

1.2 Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ покомпонентным способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002. Состав ИК приведен в приложении А.

Первичную поверку измерительных каналов (ИК) выполняют после проведения испытаний ИК АИИС КУЭ в целях утверждения типа.

Периодическую поверку выполняют в процессе эксплуатации ИК АИИС КУЭ с интервалом между поверками 4 года.

1.3 Средства измерений (СИ) ИК поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки СИ наступает до очередного срока поверки ИК, поверяется только это СИ, поверка ИК АИИС КУЭ не проводится. После восстановления и поверки СИ производится поверка ИК в той его части и объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой СИ, не нарушили метрологических характеристик ИК (схема соединения, корректировка часов и т.п.).

1.4 Внеочередную поверку ИК АИИС КУЭ проводят после ремонта ИК, замены его 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 ИК 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:

ПР 50.2.006-94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений.

ПР 50.2.007-2001 ГСИ. Проверительные клейма.

ПР 50.2.012-94 ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений.

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

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

Р 50.2.077-2014 Испытание средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения.

ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное.

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

## 2 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

3.1 В настоящей методике использованы следующие обозначения:

$U_{nom}$  - номинальное напряжение;

$U_d$  - падение напряжения в проводной линии связи;

$S_{nom}$  - номинальная мощность.

3.2 В настоящей методике использованы следующие сокращения:

<b>АИИС КУЭ</b>	- автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
<b>БД</b>	- база данных;
<b>ИВК</b>	- верхний уровень АИИС КУЭ — информационно-вычислительный комплекс;
<b>ИК</b>	- измерительный канал;
<b>НД</b>	- нормативный документ;
<b>ПО</b>	- программное обеспечение;
<b>СИ</b>	- средство измерений;
<b>ТН</b>	- измерительный трансформатор напряжения;
<b>ТТ</b>	- измерительный трансформатор тока;
<b>УСПД</b>	- устройства сбора и передачи данных;
<b>УССВ</b>	- устройство синхронизации системного времени.

## 4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки проводят операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта методики проверки	Проведение операции при поверке		
			первичной	периодиче- ской	внеоче- редной
1	Внешний осмотр	10.1	Да	Да	Да
2	Проверка измерительных компонентов ИК	10.2	Да	Нет	Нет
3	Проверка счетчиков электрической энергии	10.3	Да	Да	Да
4	Проверка УСПД	10.4	Да	Да	Да
5	Подтверждение соответствия ПО	10.5	Да	Да	Да
6	Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	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 счетчиков	10.10	Нет	Да	Да
11	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	10.11	Нет	Да	Да

## 5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, указанные в табл. 2.

Таблица 2 – Содержание и объем испытаний

№ п/п	Наименование средства поверки
1	Переносной компьютер с ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ.03М», «Оперативный сбор», «Пирамида 2000 мобильный АРМ»

№ п/п	Наименование средства поверки
2	УСВ-3 с GPS-приемником
3	Термометр ПТСВ-1-2 с измерителем-регулятором температуры МИТ 8.15 с пределом измерений от минус 50 до 450 °C, абс. погрешность ± 0,02 °C
4	Вольтамперфазометр Парма ВАФ-А с пределами измерений: - для тока от 0 до 10 А, отн. погрешность ± [1 + 0,1 × (Iк / Iи - 1)] % , - для напряжения от 0 до 460 В, отн. погрешность ± [1 + 0,1 × (Uк / Uи - 1)] % , - для частоты от 45 до 65 Гц, отн. погрешность ± 0,1 %, - для мощности от 0 до 4600 Вт(Вар), отн. погрешность ±3 %

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 ИК АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012-94, изучивших настоящую рекомендацию и руководство по эксплуатации на ИК АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

6.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации" и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

6.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации" и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

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

## 7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», 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 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75.

## **8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ**

Условия поверки ИК 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 ИК АИИС КУЭ;
- описание типа ИК 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 ИК 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 проверяемых 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 ИК АИИС КУЭ, 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 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 на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

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 нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

10.4.2 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединеные 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**

10.5.1 Подтверждение соответствия ПО проводят по Р 50.2.077-2014, раздел 6.

10.5.2 После запуска ПО «Пирамида 2000» запускают программу хэширования файлов «MD5.exe» и открывают каталог модулей сервера БД.

10.5.3 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 ПО «Пирамида 2000»

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
CalcClients.dll	3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll		b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	
CalcLosses.dll		d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	
Metrology.dll		52e28d7b608799bb3cceaa1b548d2c83	
ParseBin.dll		f557f885b737261328cd77805bd1ba7	
ParseIEK.dll		48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	
ParseModbus.dll		c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f486	
ParsePiramida.dll		ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	
SynchroNSI.dll		530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
VerifyTime.dll		1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	

## **10.6 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)**

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 продолжать 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, имеющихся 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 ( $U_{nom}$ ).

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25÷1,0) от номинальной ( $S_{nom}$ ). Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой 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 измерительных 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)  $S_{nom}$ .

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой 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 ( $U_d$ ) в проводной линии связи для каждой линии в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой измерений. 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 счетчиков**

Погрешность часов ИК ИС проверяют непосредственным сличением показаний часов счетчиков, УСПД и ИВК с показаниями ГЛОНАСС/GPS-приемника УССВ. Показания часов счетчиков считывают при помощи переносного компьютера с оптопортом и ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».

Результаты проверки считаются положительными, если расхождения часов счетчиков, УСПД и ИВК относительно часов УССВ не превышают  $\pm 5$  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, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраниенным 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 учтенного значения.

10.11.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 10.9.3 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 10 выписывают свидетельство о поверке ИК АИИС КУЭ в соответствии с ПР 50.2.006-94.

11.2 Поверительные клейма наносят в соответствии с ПР 50.2.007-2001 в свидетельство о поверке.

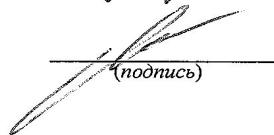
11.3 При отрицательных результатах поверки ИК АИИС КУЭ признаются негодными к дальнейшей эксплуатации и на них выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006-94 с указанием причин.

Ведущий инженер отдела СНТР

  
(подпись)

С.Г. Пурнов

Начальник отдела СНТР

  
(подпись)

Н.М. Лясковский

## Приложение А

### Требования к составу, комплектности и погрешности ИК

Перечень ИК АИИС КУЭ и их состав приведен в табл. А.1

Таблица А.1 – Перечень и состав ИК присоединений РУСН-6кВ сек.6Р яч.3, РУСН-6кВ сек.7Р яч.18» АИИС КУЭ по объекту «Новый блок Абаканской ТЭЦ»

№ ИК	Наимено-вание при- соедине-ния	Состав ИК			УСПД	ИВК	Вид электро-энергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)			
17	РУСН-6 кВ сек. 7Р, яч. 18	СЭТ-4ТМ.03М.01, K <sub>T</sub> = 0,5S / 1,0; № ГР 36697-12	ТЛО-10, 3 шт.; K <sub>T</sub> = 0,5S; K <sub>i</sub> = 100/5; № ГР 25433-11	НАЛИ-СЭЩ, 1 шт.; K <sub>T</sub> = 0,5; K <sub>U</sub> = 6300/100; № ГР 51621-12	СИКОН С70 № ГР 28822-05	ИВК «ИКМ-Пирамида» № ГР 45270-10	Активная, реактивная
19	РУСН-6 кВ сек. 6Р, яч. 3	СЭТ-4ТМ.03М.01, K <sub>T</sub> = 0,5S / 1,0; № ГР 36697-12	ТЛО-10, 3 шт.; K <sub>T</sub> = 0,5S; K <sub>i</sub> = 200/5; № ГР 25433-11	НАЛИ-СЭЩ, 1 шт.; K <sub>T</sub> = 0,5; K <sub>U</sub> = 6300/100; № ГР 51621-12			Активная, реактивная