

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

**Сведения
об утвержденных типах средств измерений**

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС- 1000	Е	87300-22	33	Акционерное общество "Иркутскнеф- тепродукт" (АО "Иркутскнеф- тепродукт"), г. Иркутск	Акционерное общество "Иркутскнеф- тепродукт" (АО "Иркутскнеф- тепродукт"), г. Иркутск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Иркутскнеф- тепродукт" (АО "Иркутскнеф- тепродукт"), г. Иркутск	ООО ИК "СИ- БИНТЕК", г. Москва	08.07.2022
2.	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС- 2000	Е	87301-22	37	Акционерное общество "Иркутскнеф- тепродукт" (АО "Иркутскнеф- тепродукт"), г. Иркутск	Акционерное общество "Иркутскнеф- тепродукт" (АО "Иркутскнеф- тепродукт"), г. Иркутск	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Иркутскнеф- тепродукт" (АО "Иркутскнеф- тепродукт"), г. Иркутск	ООО ИК "СИ- БИНТЕК", г. Москва	08.07.2022
3.	Система автоматизируемая информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	Е	87302-22	У005	Публичное акционерное общество "Федеральная компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК	Публичное акционерное общество "Федеральная компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК	ОС	МП-062- 2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания "Рус- ЭнергоМир" (ООО УК "РусЭнерго-	ООО "Энер- Тест", Москов- ская обл., г. Щелково	24.08.2022

энергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Вятка					ЕЭС"), г. Москва	ЕЭС"), г. Москва				Мир"), г. Новосибирск		
4. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Промэнергобыт" (2 очередь)	Обозначение отсутствует	Е	87303-22	001	Индивидуальный предприниматель Тихонравов Виталий Анатольевич (ИП Тихонравов Виталий Анатольевич), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Промэнергобыт" (ООО "Промэнергобыт"), г. Москва	ОС	МП 085-2022	4 года	Индивидуальный предприниматель Тихонравов Виталий Анатольевич (ИП Тихонравов Виталий Анатольевич), г. Москва	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	28.09.2022
5. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Ватутки	Обозначение отсутствует	Е	87304-22	389	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетическая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетическая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП-066-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ООО "Энергетест", Московская обл., г. Щелково	31.08.2022
6. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии	Обозначение отсутствует	Е	87305-22	005	Общество с ограниченной ответственностью "Энергоучет" (ООО "Энергоучет"), г. Воронеж	Муниципальное унитарное предприятие "Борисоглебская горэлектротросеть" (МУП "Борисоглебская горэлектротросеть")	ОС	МП 083-2022	4 года	Муниципальное унитарное предприятие "БОРИСОГЛЕБСКАЯ ЭНЕРГОСБЫТОВАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ" Борисоглебо-	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	03.10.2022

энергии (АИИС КУЭ) МУП "Борисоглебская горэлектросеть"						сеть"), Воронежская обл., г. Борисоглебск				ского городского округа Воронежской области (МУП "БЭСО" Борисоглебского городского округа Воронежской области), Воронежская обл., г. Борисоглебск		
7. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Чесноковская	Обозначение отсутствует	Е	87306-22	1-01	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетическая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетическая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-766-500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "СИБ-ЭНЕРГО-УЧЕТ" (ООО "СИБЭНЕР-ГОУЧЕТ"), г. Кемерово	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	31.08.2022
8. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ КИСК	Обозначение отсутствует	Е	87307-22	394	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетическая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетическая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-841-500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	30.09.2022

9.	Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV У1	Е	87308-22	12061, 12062, 12063, 49866, 49909, 49900, 13342, 12361, 13340, 12360, 13651, 13652	Открытое акционерное общество "Завод высоковольтной аппаратуры" (ОАО "ЗЗА"), Украина	Открытое акционерное общество "Завод высоковольтной аппаратуры" (ОАО "ЗЗА"), Украина	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	21.09.2022
10.	Трансформаторы тока	ТПОЛ	Е	87309-22	мод. ТПОЛ-СТ-10: зав. № 201348, 201367; мод. ТПОЛ 10 УЗ: зав. № 4421, 6734, 6733, 6735	Открытое акционерное общество "Свердловский завод трансформаторов тока" (ОАО "СЗТТ"), г. Екатеринбург	Открытое акционерное общество "Свердловский завод трансформаторов тока" (ОАО "СЗТТ"), г. Екатеринбург	ОС	ГОСТ 8.217-2003	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	03.10.2022
11.	Анализаторы цепей векторные	S50x5	С	87310-22	22060022, 22060025	Общество с ограниченной ответственностью "Планар" (ООО "Планар"), г. Челябинск	Общество с ограниченной ответственностью "Планар" (ООО "Планар"), г. Челябинск	ОС	РТ-МП-712-441-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Планар-ЦЕНТР" (ООО "Планар-ЦЕНТР"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	29.07.2022
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС	Обозначение отсутствует	Е	87311-22	393	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетическая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная энергетическая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	РТ-МП-840-500-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	13.09.2022

	но-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Орская					тевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	тевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва			нерный центр "ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва			
17.	Модули расширения частотного диапазона	TFE1854	C	87316-22	20019056, 20019055	Общество с ограниченной ответственностью "ПЛАНАР" (ООО "ПЛАНАР"), г. Челябинск	Общество с ограниченной ответственностью "ПЛАНАР" (ООО "ПЛАНАР"), г. Челябинск	ОС	МП 651-22-047	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ПЛАНАР" (ООО "ПЛАНАР"), г. Челябинск	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево	30.08.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87308-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б-IV У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТФЗМ 110Б-IV У1 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока представляют собой опорную конструкцию. Выводы первичной обмотки расположены на верхней части трансформаторов тока. Выводы вторичной обмотки расположены на корпусе трансформатора тока и закрываются защитной металлической крышкой с целью ограничения доступа к измерительной цепи.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока ТФЗМ 110Б-IV У1 зав. № 12061, 12062, 12063, 49866, 49909, 49900, 13342, 12361, 13340, 12360, 13651, 13652.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки и места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.



Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров		
	12061, 12062, 12063	49866, 49909, 49900	13342, 12361, 13340, 12360, 13651, 13652
Номинальное напряжение, кВ	110	110	110
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	300	600	400
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5	5	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50	50	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5	0,5	0,5S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30	30	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV У1	1 шт.
Паспорт	ТФЗМ 110Б-IV У1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры» (ОАО «ЗЗВА»), Украина
Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, д. 13
Телефон: +38 (061) 220-63-00
Факс: +38 (061) 220-63-00
Web-сайт: www.zva.zp.ua
E-mail: office@zva.zp.ua

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Запорожский завод высоковольтной аппаратуры» (ОАО «ЗЗВА»), Украина
Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, д. 13
Телефон: +38 (061) 220-63-00
Факс: +38 (061) 220-63-00
Web-сайт: www.zva.zp.ua
E-mail: office@zva.zp.ua

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

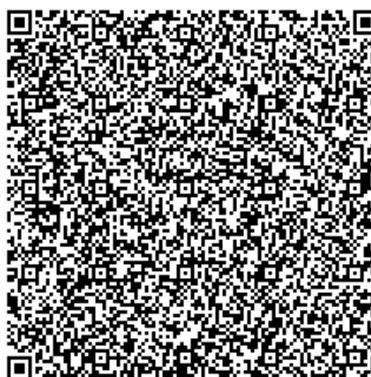
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока ТПОЛ

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока ТПОЛ (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока выполнены в виде проходной конструкции. Трансформаторы содержат магнитопроводы, первичную и вторичные обмотки.

Каждая вторичная обмотка находится на своем магнитопроводе. Обмотки трансформатора залиты эпоксидным компаундом, что обеспечивает электрическую изоляцию и защиты обмоток от проникновения влаги и механических повреждений.

В трансформаторах тока первичная обмотка представляет собой стержень с прямоугольными выводами для подсоединения шины первичной обмотки.

Крепление трансформатора осуществляется с помощью литого фланца, в котором имеются четыре установочные втулки. На фланце размещена табличка технических данных.

Маркировка выводов обмоток, а также вторичных обмоток рельефная, выполнена эпоксидным компаундом при заливке трансформаторов тока в форму.

Выводы первичной обмотки обозначены Л1 и Л2. Выводы вторичной обмотки для измерений обозначены 1И1 и 1И2.

На трансформаторе имеется табличка технических данных с предупреждающей надписью о напряжении на разомкнутых вторичных обмотках.

Рабочее положение трансформаторов в пространстве - любое.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока модификации ТПОЛ-СТ-10 зав. № 201348, 201367 и модификации ТПОЛ 10 УЗ зав. № 4421, 6734, 6733, 6735.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

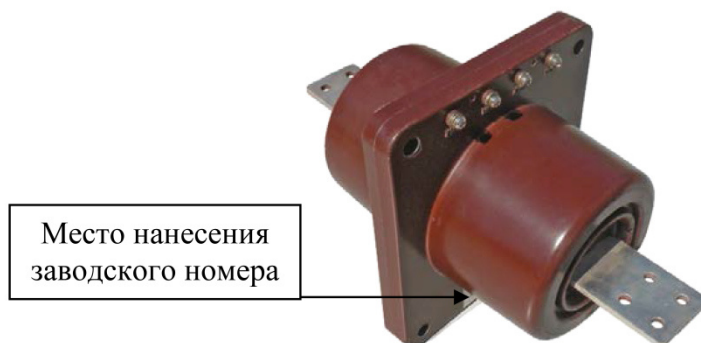


Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование трансформаторов тока не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1.1 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТПОЛ-СТ-10

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	201348, 201367
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	600
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10

Таблица 1.2 – Метрологические характеристики трансформаторов тока ТПОЛ 10 УЗ

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	4421, 6734, 6733, 6735
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	300
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	5
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,5S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	30

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТПОЛ-СТ-10; ТПОЛ 10 УЗ	1 шт.
Паспорт	ТПОЛ-СТ-10; ТПОЛ 10 УЗ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2768 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Свердловский завод трансформаторов тока»
(ОАО «СЗТТ»)
ИНН 6658017928
Адрес: 620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, д. 25
Телефон: +7 (343) 234-31-02
Факс: +7 (343) 212-52-55
Web-сайт: www.cztt.ru
E-mail: cztt@cztt.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Свердловский завод трансформаторов тока»
(ОАО «СЗТТ»)
ИНН 6658017928
Адрес: 620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, д. 25
Телефон: +7 (343) 234-31-02
Факс: +7 (343) 212-52-55
Web-сайт: www.cztt.ru
E-mail: cztt@cztt.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

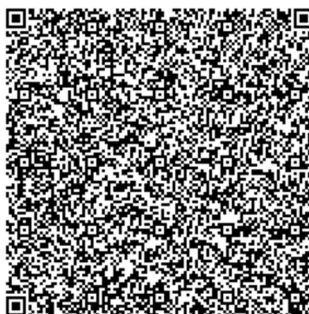
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87310-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы цепей векторные S50x5

Назначение средства измерений

Анализаторы цепей векторные S50x5 предназначены для измерений комплексных коэффициентов передачи и отражения (элементов матрицы рассеяния) многополюсников.

Описание средства измерений

Конструктивно анализаторы цепей векторные объединяют в одном корпусе генераторы испытательного и гетеродинного сигналов, аттенюатор регулировки выходной мощности, коммутатор (переключатель направления распространения испытательного сигнала), измерительные секции, многоканальный приёмник, блок управления с сигнальным процессором и блок питания.

Принцип действия анализаторов цепей векторных основан на выделении падающего, прошедшего через исследуемый многополюсник, и отраженного от его входов сигналов, формировании напряжений, пропорциональных этим сигналам, с помощью высокостабильного супергетеродинного приёмника, цифровой обработке и индикации измеряемых величин.

К данному типу анализаторов цепей векторных S50x5 относятся модификации S5045, S5065 и S5085, которые отличаются друг от друга диапазоном рабочих частот: от 9 кГц до 4,5 ГГц, от 9 кГц до 6,5 ГГц и от 9 кГц до 8,5 ГГц соответственно.

Анализаторы цепей векторные поддерживают разные способы калибровки и коррекции результатов измерений коэффициентов передачи и отражения. Калибровка выполняется с помощью автоматических калибровочных модулей или механических наборов мер, имеющих коаксиальные соединители, фланцы волноводов или другую конструкцию для подключения в требуемой волноведущей структуре.

Анализаторы цепей векторные имеют опции для работы в качестве анализатора спектра или измерителя коэффициента шума. Режим измерений устройств с преобразованием частоты реализован в базовой конструкции. Результаты измерений могут быть представлены в частотной и временной областях.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится на наклейку, размещаемую на задней панели, в виде цифрового обозначения.

Общий вид анализаторов цепей векторных приведён на рисунке 1. Место нанесения знака утверждения типа и схема пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунках 2 и 3.



Рисунок 1 – Пример общего вида анализаторов цепей векторных

Место нанесения знака утверждения типа



Рисунок 2 – Место нанесения знака утверждения типа

Место пломбировки



Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Анализаторы цепей векторные работают под управлением внешнего персонального компьютера с установленным программным обеспечением, которое проводит обработку информации и выполняет ряд вычислительных функций. Для связи с персональным компьютером используется интерфейс USB.

Метрологически значимой частью программного обеспечения для анализаторов цепей векторных являются файлы S2VNA.exe или SNVNA.exe.

Влияние программного обеспечения не приводит к выходу метрологических характеристик анализаторов цепей векторных за пределы допускаемых значений.

Уровень защиты программного обеспечения «низкий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения S2VNA

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	S2VNA
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 21.0.0

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения SNVNA

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SNVNA
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 22.0.0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, МГц: модификация S5045 модификация S5065 модификация S5085	от 0,009 до 4500,000 от 0,009 до 6500,000 от 0,009 до 8500,000
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты выходного сигнала	$\pm 5 \cdot 10^{-6}$
Диапазон установки уровня выходной мощности, дБм ¹⁾ : от 9 кГц до 8 ГГц включ. св. 8,0 до 8,5 ГГц	от -55 до +5 от -55 до +3
Пределы допускаемой относительной погрешности установки уровня выходной мощности (в диапазоне температур окружающей среды от +18 до +28 °С), дБ	$\pm 1,5$

¹⁾ Сокращение дБм обозначает уровень мощности в дБ относительно 1 мВт.

Наименование характеристики	Значение
Верхняя граница линейности амплитудной характеристики измерительных приемников, соответствующая компрессии 0,1 дБ, дБм	+5
Уровень собственного шума приемников, нормализованный к полосе 1 Гц, в диапазоне частот, дБм, не более: от 9 до 300 кГц включ. св. 300 кГц до 6,5 ГГц включ. св. 6,5 до 8,0 ГГц включ. св. 8,0 до 8,5 ГГц	-90 -130 -125 -122
Диапазон измерений модуля коэффициента отражения	от 0 до 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля коэффициента отражения Пределы нормированы для двухполосников или четырехполосников с бесконечным ослаблением	$\pm[Ed + (Er-1) \cdot S_{ii} + Es \cdot S_{ii} ^2]$, где $ S_{ii} $ действительный (или измеренный) модуль коэффициента отражения исследуемого устройства в линейном масштабе (отн. ед.); Ed эффективная направленность; Er эффективный трекинг отражения; Es эффективное согласование источника.
Диапазон измерений фазы коэффициента отражения, °	от -180 до 180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения в диапазоне модуля коэффициента отражения $ S_{ii} $ от 0,018 до 1,000 (от -35 до 0 дБ), °	$\pm[1,0 + (180/\pi) \cdot \arcsin(\Delta S_{ii} / S_{ii})]$
Диапазон измерений КСВН	от 1,0 до 4,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений КСВН, %	$\pm[2 \cdot \Delta S_{ii} \cdot 100] / [1 - S_{ii} ^2 - \Delta S_{ii} \cdot (1 + S_{ii})]$
Диапазон измерений модуля коэффициента передачи при уровне выходной мощности -5 дБм и полосе фильтра промежуточной частоты 10 Гц, дБ: от 9 до 300 кГц включ. св. 300 кГц до 6,5 ГГц включ. св. 6,5 до 8,0 ГГц включ. св. 8,0 до 8,5 ГГц	от -65 до +10 от -105 до +10 от -100 до +10 от -97 до +10
Диапазон измерений модуля коэффициента передачи при любом уровне выходной мощности и полосе фильтра промежуточной частоты, дБ	от $D_{MIN} = (P_{NF}(Af_{IF}) - P_{OUT} + 10)$ до $D_{MAX} = (P_{LIN} - P_{OUT})$

Наименование характеристики	Значение
	где P_{LIN} ...верхняя граница линейности амплитудной характеристики измерительных приемников, дБм; P_{OUT}.....уровень выходной мощности, дБм; $P_{NF}(\Delta f_{IF})$..уровень собственного шума приёмников в полосе пропускания фильтра промежуточной частоты Δf_{IF}, дБм: $P_{NF}(\Delta f_{IF}) = P_{NF}(\Delta f_{IF.1Hz}) + 10 \cdot \lg(\Delta f_{IF} / \Delta f_{IF.1Hz})$ Δf_{IF}ширина полосы пропускания фильтра промежуточной частоты при измерении, Гц; $\Delta f_{IF.1Hz}$ширина полосы пропускания фильтра промежуточной частоты, равная 1 Гц.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля коэффициента передачи	$\pm S_{ji} \cdot [(Et-1) + Es \cdot S_{ii} + El \cdot S_{jj} + D_{MIN} \cdot S_{ji} ^{-1} + L \cdot (S_{ji} /D_{MAX})^2],$ где S_{ji}..... действительный (или измеренный) модуль коэффициента передачи в линейном масштабе (отн. ед.); S_{ii} и S_{jj}действительный (или измеренный) модуль коэффициента отражения входа и выхода исследуемого устройства в линейном масштабе; Et..... эффективный трекинг передачи; El..... эффективное согласование нагрузки; $L = 0,012$коэффициент, характеризующий линейность амплитудной характеристики приёмников; D_{MIN} и D_{MAX} нижняя и верхняя границы диапазона измерений модуля коэффициента передачи, линейный масштаб; Для перевода из логарифмического масштаба, выраженного в дБ, в линейный: $D[lin] = 10^{D[dB] / 20}.$
Диапазон измерений фазы коэффициента передачи, °	от -180 до 180

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, °	$\pm[0,5+(180/\pi) \cdot \arcsin(\Delta S_{ji} / S_{ji})]$
Среднее квадратическое отклонение трассы при измерении модуля коэффициентов передачи и отражения в диапазоне частот и полосе фильтра промежуточной частоты 3 кГц, дБ, не более: от 9 до 300 кГц включ. св. 300 кГц до 8,5 ГГц	0,050 0,002
Полоса пропускания фильтра промежуточной частоты, Гц	от 1 до $100 \cdot 10^3$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных портов	2
Параметры измерительных портов: тип соединителей волновое сопротивление, Ом нескорректированные параметры, дБ, не менее	N, розетка 50 приведены в таблице 5
Подключение к компьютеру для управления: тип соединителя интерфейс	USB B USB 2.0
Напряжение питания от сети переменного тока частотой 50 или 60 Гц, В	от 198 до 242
Потребляемая мощность от сети переменного тока, Вт, не более	18
Напряжение питания постоянного тока, В	от 9 до 15
Потребляемая мощность от источника постоянного тока, Вт, не более	16
Время установления рабочего режима, мин, не более	40
Время непрерывной работы, ч, не менее	16
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	297×160×44
Масса, кг, не более	1,7
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С относительная влажность при температуре +25 °С, %, не более атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 90 от 70,0 до 106,7

Таблица 5 – Нескорректированные параметры

Диапазон частот	Направленность, дБ	Согласование источника, дБ	Согласование нагрузки, дБ
от 9 до 300 кГц включ.	8	10	10
св. 300 кГц до 6,5 ГГц включ.	15	15	15
св. 6,5 до 8,5 ГГц	12	15	15

Таблица 6 – Эффективные параметры

Диапазон частот	E_d	E_s	E_l	(E_r-1)	(E_t-1)
от 9 до 300 кГц включ.	0,005	0,010	0,005	0,012	0,016
св. 300 кГц до 8,5 ГГц	0,005	0,010	0,005	0,012	0,009

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации (в верхней части листа) и на наклейку, размещенную на задней панели анализаторов цепей векторных.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор цепей векторный	S5045, S5065, S5085	1 шт.
Кабель USB	—	1 шт.
Блок питания	—	1 шт.
Программное обеспечение	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ 6687-143-21477812-2018	1 экз.
Формуляр	ФО 6687-143-21477812-2018	1 экз.

Примечания:

1 Конкретная модификация определяется при заказе.

2 Принадлежности, к которым относятся измерительные кабели и переходы, а также средства калибровки, поставляются по отдельному заказу.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Порядок работы» руководства по эксплуатации РЭ 6687-143-21477812-2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 8.813-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений волнового сопротивления, комплексных коэффициентов отражения и передачи в коаксиальных волноводах в диапазоне частот от 0,01 до 65,00 ГГц»;
Приказ Росстандарта от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;
Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3461 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»;
МИ 3411-2013 «ГСИ. Анализаторы цепей векторные. Методика определения метрологических характеристик»;
ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
ТУ 6687-143-21477812-2018 «Анализаторы цепей векторные S50x5. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Планар» (ООО «Планар»)
ИНН 7452009474
Адрес: 454091, г. Челябинск, ул. Елькина, д. 32
Телефон (факс): +7 (351) 729-97-77, +7 (351) 263-26-82, +7 (351) 263-38-22
E-mail: welcome@planar.chel.ru
Web-сайт: <http://www.planarchel.ru>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Планар» (ООО «Планар»)
ИНН 7452009474
Адрес: 454091, г. Челябинск, ул. Елькина, д. 32
Телефон (факс): +7 (351) 729-97-77, +7 (351) 263-26-82, +7 (351) 263-38-22
E-mail: welcome@planar.chel.ru
Web-сайт: <http://www.planarchel.ru>

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

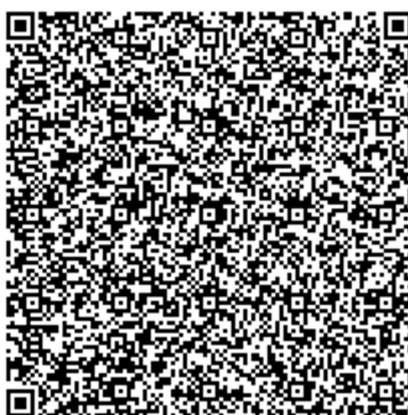
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87311-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Череповецкая

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Череповецкая (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 393. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Череповецкая	ТФНКД-500 кл.т. 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 85048-22	ДФК 525 кл.т. 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23743-02	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - Череповецкая № 1	ТФНД-220 IV кл.т. 0,5 Ктт = 2000/1 рег. № 78233-20	НКФ 220-58 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83190-21	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97		
3	ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС - Череповецкая № 2	ТФЗМ 220Б-IV кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 31548-06	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 74031-19	ЕвроАльфа кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-07		
4	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-11 I цепь (ВЛ 220 кВ Прокат 1)	ТФНД-220 кл.т. 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 64844-16	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83189-21	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-11 II цепь (ВЛ 220 кВ Прокат 2)	ТФНД-220 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/1 рег. № 64844-16	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 74031-19	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-300 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 220 кВ Череповецкая - ГПП-1 № 1 (ВЛ 220 кВ Фосфат 1)	ТФНД-220 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/1 рег. № 65723-16	НКФ 220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83190-21	ЕвроАльфа кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-07		
7	ВЛ 220 кВ Череповецкая – ГПП-1 № 2 (ВЛ 220 кВ Фосфат 2)	ТФНД-220 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/1 рег. № 64844-16	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	ЕвроАльфа кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-07		
8	ВЛ 220 кВ Череповецкая - ГПП-3 № 1 (ВЛ 220 кВ Фосфат 3)	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/1 рег. № 6540-78	НКФ 220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83190-21	ЕвроАльфа кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-07		
9	ВЛ 220 кВ Череповецкая - ГПП-3 № 2 (ВЛ 220 кВ Фосфат 4)	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/1 рег. № 6540-78	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	ЕвроАльфа кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-07		
10	ВЛ 220 кВ Череповецкая - ГПП-5 (ВЛ 220 кВ Азот 3)	ТФНД-220 IV кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/1 рег. № 78233-20 ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/1 рег. № 6540-78	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	ЕвроАльфа кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-07		
11	ВЛ 220 кВ Череповецкая - ГПП-5А (ВЛ 220 кВ Азот 4)	ТФНД-220 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/1 рег. № 64844-16	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 74031-19	ЕвроАльфа кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ВЛ 220 кВ Череповецкая - ГПП-12 с отпайкой на ГПП-6 (ВЛ 220 кВ Агломерат 2)	ТФНД-220 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/1 рег. № 84832-22 ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/1 рег. № 6540-78	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	ЕвроАльфа кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	RTU-300 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
13	ВЛ 220 кВ ТЭЦ ЭВС-2 - Череповецкая	ТФНД-220 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1000/1 рег. № 65723-16	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	ЕвроАЛЬФА кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-97		
14	ПС Череповецкая ОВВ 1-2 220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т. 0,5 К _{тт} = 2000/1 рег. № 6540-78	НКФ 220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83190-21 НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	ЕвроАльфа кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-07		
15	ПС Череповецкая ОВВ 3-4 220 кВ	ТФНД-220 кл.т. 0,5 К _{тт} = 2000/1 рег. № 82719-21	НКФ-220-58 кл.т. 0,5 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 83189-21	ЕвроАльфа кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 16666-07		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
2, 4, 5, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
6 – 12, 14, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
2, 4, 5, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
6 – 12, 14, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
2, 4, 5, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
6 – 12, 14, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,4	2,4	1,7
	0,5	-	2,7	1,5	1,2
2, 4, 5, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
6 – 12, 14, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)}\%$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)}\%$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-300: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	50000 72 80000 72 40000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТФНКД-500	3 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-220 IV	4 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV	3 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-220	23 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	12 шт.
Трансформатор напряжения емкостный	ДФК 525	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ 220-58	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	9 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	5 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	10 шт.
Комплекс аппаратно-программных средств для учета электроэнергии	RTU-300	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.046.393.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Череповецкая». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (495) 710-90-91
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (495) 710-90-91
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»
(ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

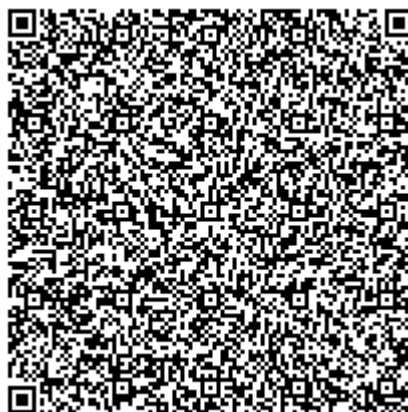
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87312-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бежецк

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бежецк (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 395. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ РП Кашин - Бежецк с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Иньякино - Бежецк с отпайкой на ПС Рассвет	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
3	ВЛ 110 кВ Пищалкино - Бежецк с отпайкой на ПС Красный Холм	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
4	ВЛ 110 кВ Бежецк - Поречье	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
5	ВЛ 110 кВ Рамешки - Бежецк с отпайками	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Бежецк - Шишково-Дуброво	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Бежецк - Кладово	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
8	ВЛ 110 кВ Бежецк - Сельмаш I цепь (ВЛ 110 кВ Бежецк - Сельмаш 1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
9	ВЛ 110 кВ Бежецк - Сельмаш II цепь (ВЛ 110 кВ Бежецк - Сельмаш 2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
10	ВЛ 110 кВ Бежецк - Шолмино с отпайкой на ПС 110 кВ Старт I цепь (ВЛ 110 кВ Бежецк - Шолмино 1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
11	ВЛ 110 кВ Бежецк - Шолмино II цепь (ВЛ 110 кВ Бежецк - Шолмино 2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
12	ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06		
13	ТСН-2 0,4 кВ	ТШП кл.т. 0,5S К _{тт} = 800/5 рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	РУ-0,4 кВ ячейка 0,4 кВ Евразия - Телеком-1	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ТК16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	РУ-0,4 кВ ячейка 0,4 кВ Евразия - Телеком-2	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		
16	РУ-0,4 кВ ячейка 0,4 кВ Евротел-1	ТОП 0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15174-01	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		
17	РУ-0,4 кВ ячейка 0,4 кВ Евротел-2	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		
18	РУ-0,4 кВ, ПСН-123, КЛ 0,4 кВ в сторону Питание аппаратуры ВОЛС-I (Сонера-Рус-1)	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 20/5 рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		
19	РУ-0,4 кВ, ПСН-123, КЛ 0,4 кВ в сторону Питание аппаратуры ВОЛС-II (Сонера-Рус-2)	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 20/5 рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		
20	РУ-0,4 кВ ячейка 0,4 кВ Рабочее освещение СДП	ТОП-0,66 кл.т. 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		
21	РУ-0,4 кВ ячейка 0,4 кВ Силовая сеть СДП-1	ТШП кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	РУ-0,4 кВ ячейка 0,4 кВ Силовая сеть СДП-2 и вентиляция	ТШП кл.т. 0,5S КТТ = 100/5 рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	ТК16L рег. № 36643-07	СТВ-01 рег. № 49933-12
23	КЛ 0,4 кВ ООО «ГлобалНет»	-	-	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-20		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
13, 21, 22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
14 – 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8
23 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	0,6	0,6	0,6
	0,8	-	0,8	0,6	0,6
	0,5	-	1,1	0,7	0,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
13, 21, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,4	1,4	1,0	1,0
14 – 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,5	1,3	1,0
23 (Счетчик 1,0)	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	1,2	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
13, 21, 22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
14 – 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
23 (Счетчик 0,5S)	1,0	-	1,3	1,3	1,3
	0,8	-	1,5	1,4	1,4
	0,5	-	1,7	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5(10)\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
13, 21, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,4	2,5	1,7	1,6
	0,5	2,8	1,7	1,2	1,2
14 – 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,3	1,6
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
23 (Счетчик 1,0)	0,8	-	3,4	3,2	3,2
	0,5	-	3,2	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК № 23 нормируются от $I_{10}\%$. 3 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 - ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 90000 72 70000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-110	36 шт.
Трансформатор тока	ТШП-0,66	9 шт.
Трансформатор тока	ТОП-0,66	12 шт.
Трансформатор тока	ТОП 0,66	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	12 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	10 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.058.395.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бежецк». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-91

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-91

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

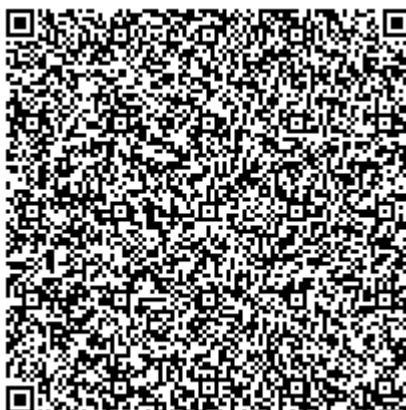
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87313-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для применения в электрических цепях переменного тока промышленной частоты с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

Конструктивно трансформаторы напряжения состоят из магнитопровода, выполненного из электротехнической стали, первичных и вторичной обмоток с высоковольтной изоляцией, конструктивных вспомогательных деталей, соединяющих части трансформаторов напряжения в единую конструкцию. Активная часть трансформаторов напряжения находится в изоляционной крышке, заполненной трансформаторным маслом и установленной на основание.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1 зав. № 4453, 4438, 4296, 33616, 33752, 33612, 55018, 44364, 55008, 24760, 45985, 45669, 44456, 40081, 40085, 40056, 37414, 37505, 37469, 37444, 37412, 37491.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

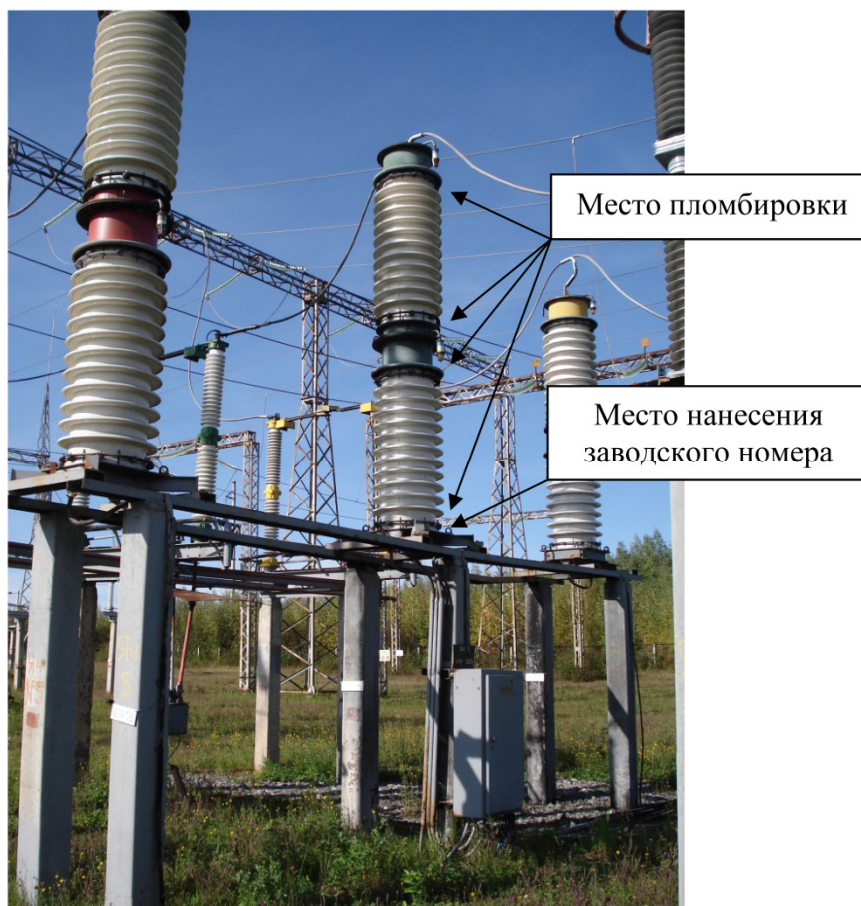


Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$220/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	1 шт.
Паспорт	НКФ-220-58 У1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, д. 3

Изготовитель

ПО «Запорожтрансформатор», Украина (изготовлены в 1980-1992 гг.)

Адрес: 69069, Украина, г. Запорожье, Днепропетровское шоссе, д. 3

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

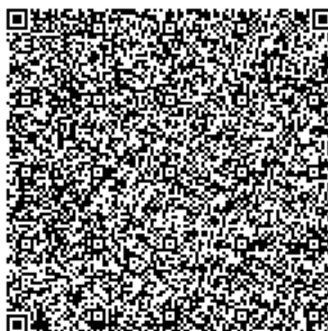
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87314-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения НКФ 220-58

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения НКФ 220-58 (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для применения в электрических цепях переменного тока промышленной частоты с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Описание средства измерений

Конструктивно трансформаторы напряжения состоят из двух блоков. Каждый блок состоит из активной части. На активную часть надета фарфоровая крышка, наполненная трансформаторным маслом и закрытая маслорасширителем. Активная часть нижнего блока установлена на основание. Активная часть представляет собой стержневой магнитопровод с первичной и вторичными обмотками. Так же на магнитопроводе размещены выравнивающая и связующая обмотки, необходимые для равномерного распределения нагрузки вторичных обмоток по всем стержням. Электрическое соединение блоков осуществляется перемычками, соединяющими вводы на крышке маслорасширителя нижнего блока и на дне верхнего блока. Линейный конец А первичной обмотки находится на крышке маслорасширителя, а заземляемый конец Х и концы вторичных обмоток выведены на основание.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения модификации НКФ 220-58 зав. № 949406, 971552, модификации НКФ 220-58 У1 зав. № 1029158, 1029182, 1029150, 1047254, 1047237, 1047258.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

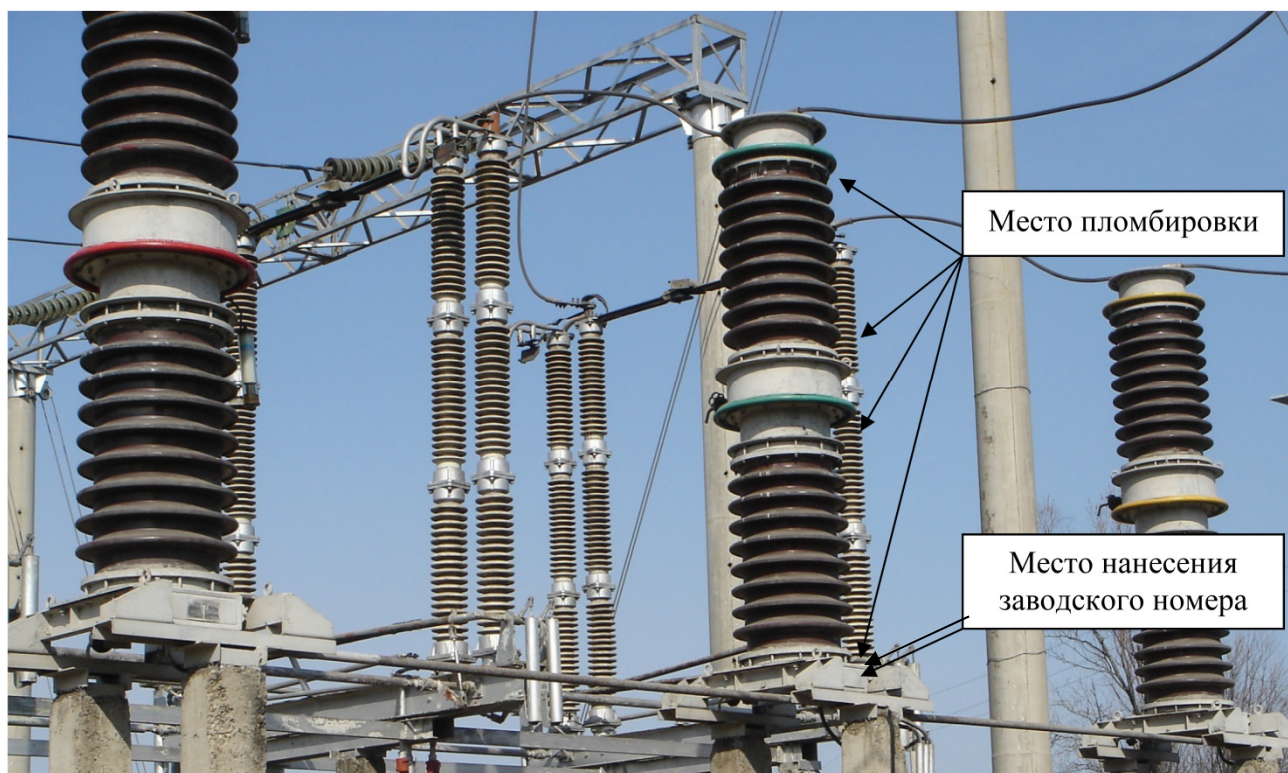


Рисунок 1. Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$220/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	400

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	НКФ 220-58; НКФ 220-58 У1	1 шт.
Паспорт	НКФ 220-58; НКФ 220-58 У1	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3453 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

МНПО «Электрозавод»

Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, д. 21

Изготовитель

МНПО «Электрозавод» (изготовлены в 1969-1975 гг.)

Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, д. 21

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

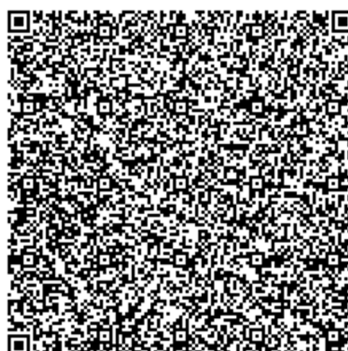
Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Орская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Орская (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 399. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Орская - Актюбинская	ТВ кл.т. 0,2S Ктт = 500/1 рег.№ 19720-06	ОТСФ 245 кл.т. 0,2 Ктн= 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 71959-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Орская - Кимперсай	ТВ кл.т. 0,2S Ктт =500/1 рег.№ 19720-06	ОТСФ 245 кл.т. 0,2 Ктн= 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 71959-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12		
3	ВЛ 220 кВ Ириклинская ГРЭС - Орская № 1	ТВ кл.т. 0,2S Ктт =750/1 рег.№ 19720-06	ОТСФ 245 кл.т. 0,2 Ктн= 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 71959-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12		
4	ВЛ 220 кВ Ириклинская ГРЭС - Орская № 2	ТВ кл.т. 0,2S Ктт =750/1 рег.№ 19720-06	ОТСФ 245 кл.т. 0,2 Ктн= 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 71959-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12		
5	ВЛ 110 кВ Сакмарская СЭС - Орская (Новотроицкая)	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,2S Ктт =300/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ ТЭЦ Уралсталь - Орская	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Орская КС-15 I цепь	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
8	ВЛ 110 кВ Орская КС-15 II цепь с отпайкой на ПС Левобережная	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
9	ВЛ 110 кВ Орская - Очистные №1 с отпайками	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
10	ВЛ 110 кВ Орская - Очистные №2 с отпайками	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
11	ВЛ 110 кВ Орская ТЭЦ-1 - Орская № 2 (ОТЭЦ-1 Орская №2)	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	ВЛ 110 кВ Орская ТЭЦ-1 - Орская № 3 (ОТЭЦ-1 Орская №3)	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,5S Ктт=150/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
13	ВЛ 110 кВ Орская - Заречная	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,5S Ктт=150/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
14	ВЛ 110 кВ Орская - Машзавод с отпайкой на ПС ЮУМЗ	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
15	ВЛ 110 кВ Орская - ОЗТП №1 с отпайкой на ПС Кумакский водозабор	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,2S Ктт =300/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
16	ВЛ 110 кВ Орская - ОЗТП №2 с отпайкой на ПС Кумакский водозабор	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,2S Ктт =300/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
17	ВЛ 110 кВ Орская - НПЗ	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =300/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
18	ОВГ-110 кВ	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =1200/1 рег.№ 73058-18	ОТСФ 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 71782-18	СЭТ- 4ТМ.03М.16 кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 36697-12		
19	КЛ 10 кВ ПГ	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} =1000/5 рег.№ 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 35955-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 36697-12		
20	КВЛ 10 кВ Оренбургэнерго (ТП-70 Ор)	ТОЛ-СЭЩ кл.т. 0,5S К _{ТТ} =300/5 рег.№ 51623-12	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 35955-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 кл.т. 0,5S/1,0 рег.№ 36697-17		
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 8, 13 – 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,5	0,4	0,4
	0,8	1,1	0,7	0,5	0,5
	0,5	1,8	1,2	0,9	0,9
9 – 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
20 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 8, 13 – 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,4	0,9	0,7	0,7
9 – 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
19 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	3,0	1,8	1,5
20 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,5	1,9	1,5	1,5

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 8, 13 – 18 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	0,9	0,8	0,8
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
9 – 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,9
	0,5	-	5,7	3,3	2,7
20 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,4	2,7	2,7
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 8, 13 – 18 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
9 – 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
19 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,2	3,5	3,4
20 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,2	3,7	3,7
	0,5	3,9	3,5	3,4	3,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания					
1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$.					
2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(2) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от -40 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08): - средняя наработка на отказ, ч, не менее счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12): - средняя наработка на отказ, ч, не менее счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	140000 165000 220000 72 75000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТВ	12
Трансформатор тока	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ2	42
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор напряжения	ОТСФ 245	6
Трансформатор напряжения	ОТСФ 123	6
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-10	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	20
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.035.399.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Орская, аттестованной ФГБУ «ВНИИМС», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д.4
Телефон: +7 (495) 710-96-99
Факс: +7 (495) 710-96-60
E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д.4
Телефон: +7 (495) 710-90-91
Факс: +7 (495) 710-96-55
E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

ИНН 9729315781

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

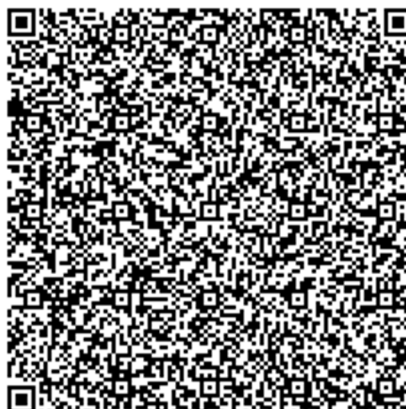
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87316-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Модули расширения частотного диапазона TFE1854

Назначение средства измерений

Модули расширения частотного диапазона TFE1854 в комплекте с анализаторами цепей векторными C4209, C4409, C4220 и C4420 предназначены для измерений комплексных коэффициентов передачи и отражения (элементов матрицы рассеяния) многополюсников.

Описание средства измерений

Модуль расширения частотного диапазона TFE1854 (далее - модуль) представляет собой преобразователь частоты, который функционирует совместно с анализатором цепей векторным (далее - анализатор). Применение модулей обеспечивает смещение верхней границы диапазона рабочих частот анализатора при измерении комплексных коэффициентов передачи и отражения вплоть до микроволновых длин волн. Автономной работы модуля не предусмотрено, без подключения к анализатору он не может быть использован для проведения измерений. Управление модулем осуществляется программным обеспечением анализатора.

Анализаторы C4209, C4409, C4220, C4420 имеют конфигурируемую переднюю панель, которая позволяет напрямую подключать к ним модули. Дополнительно на задней панели данных анализаторов есть соединители для передачи сигналов управления и электропитания. В зависимости от используемого анализатора выделяют модификации, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Модификации

Модификация	Анализатор	Модуль
C4209 / TFE1854	C4209 (2 порта, 9 ГГц)	TFE1854
C4409 / TFE1854	C4409 (4 порта, 9 ГГц)	
C4220 / TFE1854	C4220 (2 порта, 20 ГГц)	
C4420 / TFE1854	C4420 (4 порта, 20 ГГц)	

Примечания:

1 Модификации отражают совместную работу анализаторов цепей векторных C4209, C4409, C4220, C4420 и модулей расширения частотного диапазона TFE1854.

2 Максимальное количество работающих модулей определяется количеством измерительных портов анализатора, т.е. двухпортовые приборы могут одновременно работать с одним или двумя модулями, четырехпортовые могут управлять одним, двумя, тремя или четырьмя модулями.

3 Анализаторы цепей векторные C4209, C4409, C4220, C4420 производства ООО ПЛАНАР - утвержденного типа (рег. № 5960-16).

Модули состоят из умножителей частот измерительного и гетеродинного сигналов, широкополосного усилителя мощности с автоматической регулировкой, направленных ответвителей и преобразователей частоты.

Структурная схема модуля приведена на рисунке 1.

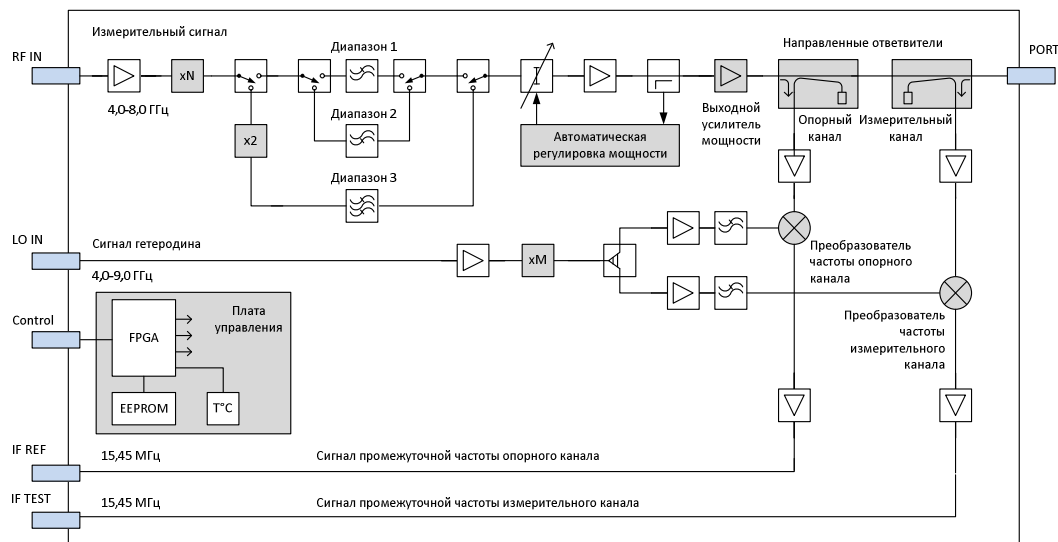


Рисунок 1 – Структурная схема модуля

Анализатор обеспечивает формирование измерительного (испытательного) и гетеродинного сигналов в определенном диапазоне частот и мощностей. Сигналы поступают в модуль по соединительным кабелям RF (соединитель RF IN) и LO (соединитель LO IN).

Измерительный сигнал умножается в модуле по частоте, фильтруется и масштабируется по уровню в зависимости от настроек пользователя. Для обеспечения заданного уровня мощности на выходе модуля используется система автоматической регулировки с глубиной более 20 дБ.

Сформированный высокочастотный сигнал поступает на измерительный порт (соединитель PORT) через направленные ответвители. С помощью направленных ответвителей осуществляется выделение падающего, прошедшего через исследуемое устройство и отраженного от его входов сигналов. Данные сигналы поступают на преобразователи частоты измерительного и опорного каналов. Для преобразования используется сигнал гетеродина с анализатора. После преобразования сигналы промежуточной частоты усиливаются до заданного уровня и поступают на выход модуля, где с помощью соединительных кабелей IF (соединители IF REF и IF TEST) передаются на вход анализатора. Анализатор осуществляет цифровую обработку сигналов промежуточной частоты.

Окончательный расчет и отображение результатов измерений комплексных коэффициентов передачи и отражения выполняет компьютер с установленным программным обеспечением. Принцип действия основан на измерении отношения амплитуд и разности фаз сигнала источника (падающего сигнала) и сигналов прошедшего или отраженного от исследуемого устройства.

Управление и питание модулей осуществляется непосредственно с анализатора. Количество одновременно работающих модулей определяется количеством портов анализатора.

Модули в комплекте с анализаторами (модификации из таблицы 1) поддерживают разные способы калибровки и коррекции результатов измерений коэффициентов передачи и отражения. Калибровка выполняется с помощью автоматических калибровочных модулей

или механических наборов мер, имеющих коаксиальные соединители, фланцы волноводов или другую конструкцию для подключения в требуемой волноведущей структуре. Модификации имеют опции для работы в качестве анализатора спектра или измерителя коэффициента шума. Режим измерений устройств с преобразованием частоты реализован в базовой конструкции. Результаты измерений могут быть представлены в частотной и временной областях.

Общий вид модуля приведён на рисунке 2.

Место нанесения знака утверждения типа и
заводского номера



Рисунок 2 – Общий вид модуля и место нанесения знака утверждения типа

Место пломбировки



Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

Место нанесения знака утверждения типа находится на наклейке, расположенной на передней панели. На эту наклейку также наносится заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений.

Функцию защиты от несанкционированного доступа выполняет гарантийная пломба, расположенная на задней панели.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики модулей расширения частотного диапазона TFE1854 в комплекте с анализаторами цепей векторными C4209, C4409, C4220 и C4420

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон рабочих частот, ГГц: в тракте 1,85/0,8 мм в тракте 2,4/1,04 мм	от 18 до 54 от 18 до 50
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты выходного сигнала	$\pm 2 \times 10^{-6}$
Диапазон установки уровня выходной мощности, дБм: от 18 ГГц до 50 ГГц св. 50 ГГц до 54 ГГц	от -20 до +3 от -20 до -6
Пределы допускаемой относительной погрешности установки уровня выходной мощности в диапазоне частот, дБм: от 18 до 50 ГГц св. 50 до 54 ГГц	$\pm 2,0$ $\pm 2,0$ Пределы погрешности установки уровня выходной мощности нормированы для диапазона температур окружающего воздуха от +18 до +28 °С.
Верхняя граница линейности амплитудной характеристики измерительных приемников, соответствующая компрессии 0,1 дБ, дБм	3
Уровень собственного шума приёмников в диапазоне частот, дБм/Гц, не более: от 18 до 36 ГГц св. 36 до 50 ГГц св. 50 до 54 ГГц	-130 -120 -120
Диапазон измерений модуля коэффициента отражения	от 0 до 1

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля коэффициента отражения Обозначение в формулах ΔS_{ii}, линейный масштаб (отн. ед.)	$\pm[Ed + (Er-1) \cdot S_{ii} + Es \cdot S_{ii} ^2]$ Пределы погрешности измерений модуля коэффициента отражения нормированы для двухполосников или четырехполосников с бесконечным ослаблением. S_{ii}.....действительный (или измеренный) модуль коэффициента отражения исследуемого устройства в линейном масштабе; Edэффективная направленность; Er.....эффективный трекинг отражения; Es.....эффективное согласование источника.
Диапазон измерений фазы коэффициента отражения, градус	от -180 до 180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента отражения, градус	$\pm[1,0 + (180/\pi) \cdot \arcsin(\Delta S_{ii} / S_{ii})]$ S_{ii}.....действительный (или измеренный) модуль коэффициента отражения исследуемого устройства в линейном масштабе; Погрешность фазы нормируется в диапазоне модуля коэффициента отражения S_{ii} от 0,032 до 1,000 (от -30 до 0 дБ).
Диапазон измерений КСВН	от 1,0 до 4,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений КСВН, %	$\pm[2 \cdot \Delta S_{ii} \cdot 100] / [1 - S_{ii} ^2 - \Delta S_{ii} \cdot (1 + S_{ii})]$
Диапазон измерений модуля коэффициента передачи, дБ Коэффициент передачи измеряется при наличии двух модулей расширения частотного диапазона	от -100 до 10 Определяется при уровне выходной мощности минус 10 дБм и полосе фильтра промежуточной частоты 1 Гц. Диапазон измерений модуля коэффициента передачи для любого уровня выходной мощности и полосы фильтра промежуточной частоты может быть вычислен по формуле: $\text{от } D_{MIN} = (P_{NF}(\Delta f_{IF}) - P_{OUT} + 10)$ $\text{до } D_{MAX} = (P_{LIN} - P_{OUT})$ P_{LIN}верхняя граница линейности амплитудной характеристики измерительных приемников, дБм; P_{OUT} ...уровень выходной мощности, дБм; $P_{NF}(\Delta f_{IF})$уровень собственного шума приёмников в полосе пропускания фильтра промежуточной частоты Δf_{IF}, дБм: $P_{NF}(\Delta f_{IF}) = P_{NF}(\Delta f_{IF,1Hz}) + 10 \cdot \lg(\Delta f_{IF} / \Delta f_{IF,1Hz})$ Δf_{IF}.....ширина полосы пропускания фильтра промежуточной частоты при измерении, Гц; $\Delta f_{IF,1Hz}$..ширина полосы пропускания фильтра промежуточной частоты 1 Гц.

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений модуля коэффициента передачи Обозначение в формулах ΔS_{ji}, линейный масштаб (отн. ед.)	$\pm S_{ji} \cdot [(Et-1) + Es \cdot S_{ii} + El \cdot S_{jj} + D_{MIN} \cdot S_{ji} ^{-1} + L \cdot (S_{ji} /D_{MAX})^2]$ S_{ji}.....действительный (или измеренный) модуль коэффициента передачи в линейном масштабе; S_{ii} и S_{jj}..... действительный (или измеренный) модуль коэффициента отражения входа и выхода исследуемого устройства в линейном масштабе; Et.....эффективный трекинг передачи; El.....эффективное согласование нагрузки; $L = 0,012$ коэффициент, характеризующий линейность амплитудной характеристики приёмников; D_{MIN} и D_{MAX}... нижняя и верхняя границы диапазона измерений модуля коэффициента передачи, линейный масштаб; Для перевода из логарифмического масштаба, выраженного в дБ, в линейный: $D[lin] = 10^{D[dB] / 20}$ Пределы погрешности вычисляются для любого уровня выходной мощности и полосы фильтра промежуточной частоты.
Диапазон измерений фазы коэффициента передачи, градус	от -180 до 180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений фазы коэффициента передачи, градус	$\pm[0,5 + (180/\pi) \cdot \arcsin(\Delta S_{ji} / S_{ji})]$
Среднее квадратическое отклонение трассы при измерении модуля коэффициентов передачи и отражения в диапазоне частот и полосе фильтра промежуточной частоты 3 кГц, дБ, не более:	
от 18 до 36 ГГц	0,0015
свыше 36 до 50 ГГц	0,0025
свыше 50 до 54 ГГц	0,0025
Полоса пропускания фильтра промежуточной частоты, Гц	от 1 до $2 \cdot 10^6$
Нескорректированные параметры:	
направленность, дБ	10
согласование источника, дБ	10
согласование нагрузки, дБ	10
Эффективные параметры в тракте 1,85/0,8 мм:	
эффективная направленность E_d	0,020 (34 дБ)
эффективное согласование источника E_s	0,032 (30 дБ)
эффективное согласование нагрузки E_l	0,020 (34 дБ)
эффективный трекинг отражения ($Et-1$)	0,022 (0,20 дБ)
эффективный трекинг передачи ($Et-1$)	0,022 (0,20 дБ)

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Эффективные параметры в тракте 2,4/1,04 мм в диапазоне частот: от 18 ГГц до 36 ГГц включ.: эффективная направленность Ed эффективное согласование источника Es эффективное согласование нагрузки El эффективный трекинг отражения (Er-1) эффективный трекинг передачи (Et-1) св. 36 ГГц до 50 ГГц включ.: эффективная направленность Ed эффективное согласование источника Es эффективное согласование нагрузки El эффективный трекинг отражения (Er-1) эффективный трекинг передачи (Et-1)	0,013 (38 дБ) 0,025 (32 дБ) 0,013 (38 дБ) 0,017 (0,15 дБ) 0,012 (0,10 дБ) 0,020 (34 дБ) 0,032 (30 дБ) 0,020 (34 дБ) 0,022 (0,20 дБ) 0,022 (0,20 дБ)

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Количество измерительных портов модуля расширения частотного диапазона TFE1854	1 Максимальное количество одновременно работающих модулей расширения частотного диапазона TFE1854 определяется количеством измерительных портов анализатора, к которому они подключены. Количество портов C4209 и C42202. Количество портов C4409 и C44204.
Параметры измерительного порта: тип соединителей волновое сопротивление, Ом	NMD 1,85 мм, вилка 50
Подключение модуля расширения частотного диапазона TFE1854 к анализаторам цепей векторным C4209, C4409, C4220, C4420 для управления и питания: тип соединителя интерфейс	LEMO B-series SPI
Потребляемая мощность, Вт, не более	35
Время установления рабочего режима, мин, не более	60
Время непрерывной работы, ч, не менее	16
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	240 × 144 × 60
Масса, кг, не более	2,2

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность воздуха при температуре плюс 25 °С, %, не более атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 90 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации (в верхней части листа) и на наклейку, размещенную на передней панели модулей.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Количество, шт.
Модуль расширения частотного диапазона TFE1854	1
Кабель управления	1
Кабель RF	1
Кабель LO	1
Кабель IF	2
Набор регулируемых ножек	1
Руководство по эксплуатации	1
Формуляр	1
Примечания: 1 Принадлежности, к которым относятся измерительные кабели и переходы, а также средства калибровки, поставляются по отдельному заказу. 2 Модули могут работать на значительном расстоянии от анализатора. Для компенсации потерь в соединительных кабелях используется внешний усилитель. Усилитель поставляется по отдельному заказу.	

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Порядок работы» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анализаторам цепей векторным

ГОСТ Р 8.813-2013 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений волнового сопротивления, комплексных коэффициентов отражения и передачи в коаксиальных волноводах в диапазоне частот от 0,01 до 65,00 ГГц;

Приказ Росстандарта от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3461 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 9 кГц до 37,5 ГГц»;

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2839 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений мощности электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 37,50 до 78,33 ГГц»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3383 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений ослабления напряжения постоянного тока и электромагнитных колебаний в диапазоне частот от 20 Гц до 178,4 ГГц»;

МИ 3411-2013 ГСИ. Анализаторы цепей векторные. Методика определения метрологических характеристик;

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ТУ 6687-144-21477812-2018 «Модули расширения частотного диапазона TFE1854».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ПЛАНАР» (ООО «ПЛАНАР»)

ИНН 7452009474

Адрес: 454091, г. Челябинск, ул. Елькина, д. 32

Телефон (факс): +7 (351) 729-97-77, 263-26-82, 263-38-22

E-mail: welcome@planar.chel.ru

Web-сайт: <http://www.planar.chel.ru>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПЛАНАР» (ООО «ПЛАНАР»)

ИНН 7452009474

Адрес: 454091, г. Челябинск, ул. Елькина, д. 32

Телефон (факс): +7 (351) 729-97-77, 263-26-82, 263-38-22

E-mail: welcome@planar.chel.ru

Web-сайт: <http://www.planar.chel.ru>

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

ИНН 5044000102

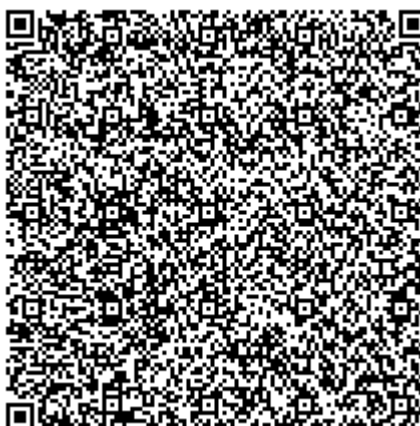
Адрес: 141570, Московская обл., Солнечногорский р-н, рабочий посёлок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ, корпус 11

Телефон (факс): (495) 526-63-00

E-mail: office@vniiftri.ru

Web-сайт: www.vniiftri.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



Регистрационный № 87300-22

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВС-1000 с заводским № 33 расположен: Иркутская обл., г. Тулун, ул. Совхозная, 70, АО «Иркутскнефтепродукт», Тулунский цех.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-1000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-1000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)

ИНН 3800000742

Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

Изготовитель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)

ИНН 3800000742

Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

ИНН 7708119944

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000

Назначение средства измерений

Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-2000 (далее – резервуар) предназначен для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуар представляет собой стальной сосуд с днищем и крышей, оборудованный приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуара осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуар РВС-2000 с заводским № 37 расположен: Иркутская обл., г. Тулун, ул. Совхозная, 70, АО «Иркутскнефтепродукт», Тулунский цех.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВС-2000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,20

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	30
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	PBC-2000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 7 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)

ИНН 3800000742

Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

Изготовитель

Акционерное общество «Иркутскнефтепродукт» (АО «Иркутскнефтепродукт»)

ИНН 3800000742

Адрес: 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, д. 5

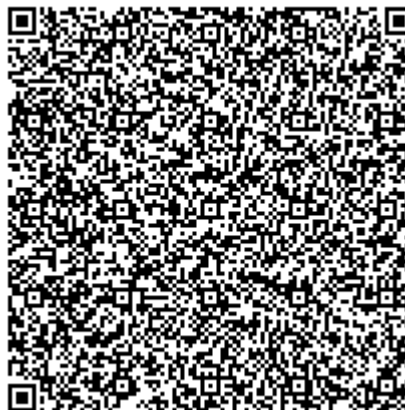
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

ИНН 7708119944

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87302-22

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Вятка

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Вятка (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер У005. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Вятка	ТОГФ (П) кл.т 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 рег. № 61432-15	НДКМ кл.т 0,2 К _{ТН} = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Вятка – Бумкомбинат (ВЛ 220 кВ Бумкомбинат)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 75894-19	СРВ 245 кл.т 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
3	ВЛ 220 кВ Вятка – Зуевка с отпайкой на ПС Рехино (ВЛ 220 кВ Зуевка)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 75894-19	СРВ 245 кл.т 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
4	ОВВ 220 кВ	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 75894-19	СРВ 245 кл.т 0,5 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 15853-96	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Вятка – Азот (ВЛ 110 кВ Азот)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 110 кВ Вятка – Бурмакино с отпайками (ВЛ 110 кВ Бурмакино)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
7	ВЛ 110 кВ Вятка – КДВП (ВЛ 110 кВ КДВП)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
8	ВЛ 110 кВ Вятка – Киров №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Киров 1)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
9	ВЛ 110 кВ Вятка – Киров №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Киров 2)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
10	ВЛ 110 кВ Вятка – Коминтерн (ВЛ 110 кВ Коминтерн)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
11	ВЛ 110 кВ Вятка – Кристалл (ВЛ 110 кВ Кристалл)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 250/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
12	ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены с отпайками (ВЛ 110 кВ Кумены)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ВЛ 110 кВ Вятка – Кировская ТЭЦ-3 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ВЛ 110 кВ Вятка – Чепецк (ВЛ 110 кВ Чепецк)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
15	КВЛ 110 кВ Вятка – Чижи с отпайкой на ПС КДВП (КВЛ 110 кВ Чижи)	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 750/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
16	ОВВ 110 кВ	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
17	Ввод 0,4 кВ Т-1 (фидер 0,4 кВ КТПН- 108 от ПС- 500 Вятка)	ТШП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
18	Жилой дом №1 КТПН-3 ф.5	ТТЭ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 250/5 рег. № 52784-13	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
19	Жилой дом №2 КТПН-4 ф.3	ТТЭ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 250/5 рег. № 52784-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1 рег. № 36697-08		
20	Жилой дом №3 КТПН-3 ф.1	ТТЭ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 250/5 рег. № 52784-13	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
21	Жилой дом №4 КТПН-4 ф.5	ТТЭ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 250/5 рег. № 52784-13	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,5S/1 рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	КТПН-1 10/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ, яч. Ф.1, Объект ГО 30/34	ТОП кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 47959-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
23	РП-1 0,4 кВ котельной, 1С 0,4 кВ, Ввод №1	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
24	РП-2 0,4 кВ котельной, 2С 0,4 кВ, Ввод №2	ТШП кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
25	ЩСН-0,4 кВ ТМХ, панель №8, фидер 0,4 кВ ПАО "Мегафон"	ТОП кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 47959-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
26	фидер 0,4 кВ КТПН - 1	ТК кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1407-60	-	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,5S/0,5 рег. № 16666-97		
27	фидер 0,4 кВ КТПН - 4	ТШ кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1407-60	-	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,5S/0,5 рег. № 16666-97		
28	фидер 0,4 кВ КТПН - 3	ТШ кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1407-60	-	ЕвроАЛЬФА кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97		
29	Шкаф ввода 0,4 кВ Очистных сооружений, фидер №2 0,4 кВ от КТПН-1-10 кВ, ф. 0,4 кВ №2 "Очистные сооружения"	ТОП М-0,66 У3 кл.т 0,5S Ктт = 75/5 рег. № 59924-15	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		
30	Шкаф ввода 0,4 кВ Станции Биологической очистки. Ввод от КТПН-1, фидер 0,4 кВ №3 "Биологическая"	Т-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 17551-06	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
31	Шкаф ввода 0,4 кВ Станции Биологической очистки. Ввод от КТПН-4, фидер 0,4 кВ №1 "Биологическая"	ТОП М-0,66 УЗ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 75/5 рег. № 59924-15	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
32	КТПН-1 10/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ яч. Ф. 6 фаза А (СТ "Смена")	-	-	Меркурий 206 кл.т 1/2 рег. № 46746-11		
33	КТПН-1 10/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ яч. Ф. 6 фаза В (СТ "Смена")	-	-	Меркурий 206 кл.т 1/2 рег. № 46746-11		
34	КТПН-1 10/0,4 кВ, Щит 0,4 кВ яч. Ф. 6 фаза С (СТ "Вятка")	-	-	Меркурий 206 кл.т 1/2 рег. № 46746-11		
Примечания 1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}\%$	$I_{20\%}\% \leq I_{изм} < I_{100\%}\%$	$I_{100\%}\% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}\%$
1	2	3	4	5	6
1, 5-16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
2-4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
17, 22-25, 29-31 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
18, 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8
19, 21 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
26-27 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9
28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8
32-34 (Счетчик 1)	1,0	-	1,7	1,1	1,1
	0,8	-	1,7	1,1	1,1
	0,5	-	1,7	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 5-16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
2-4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
17, 22-25, 29-31 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
18, 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
19, 21 (Счетчик 1; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,7	1,6	1,3
26-27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,5	1,3	1,0
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,5	1,3	1,0
32-34 (Счетчик 2)	0,8	2,8	2,3	2,2	2,2
	0,5	2,8	2,6	2,2	2,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5\%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 5-16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
2-4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
17, 22-25, 29-31 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
18, 20 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
19, 21 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
26-27 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
32-34 (Счетчик 1)	1,0	-	3,0	2,7	2,7
	0,8	-	3,0	2,8	2,8
	0,5	-	3,2	2,9	2,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 5-16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
2-4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
17, 22-25, 29-31 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
18, 20 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	1,6
19, 21 (Счетчик 1; ТТ 0,5)	0,8	-	5,4	3,9	3,5
	0,5	-	4,0	3,4	3,2
26-27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,3	1,7
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,3	1,7
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
32-34 (Счетчик 2)	0,8	-	5,4	5,3	5,3
	0,5	-	5,4	5,2	5,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии Альфа А1800:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	50000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
счетчики электроэнергии Меркурий 206:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСПД ЭКОМ-3000:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	350000
УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000
Глубина хранения информации	
счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	10
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчиках электроэнергии;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока шинный	ТШП	9 шт.
Трансформатор тока стационарный	ТК	3 шт.
Трансформатор тока стационарный	ТШ	6 шт.
Трансформатор тока опорный	ТОП	6 шт.
Трансформатор тока измерительный 0,66 кВ	ТТЭ	12 шт.
Трансформатор тока	TG	36 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	9 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ (П)	6 шт.
Трансформатор тока	ТОП М-0,66 УЗ	6 шт.
Трансформатор тока	T-0,66	3 шт.
Трансформатор напряжения емкостной	НДКМ	3 шт.
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	6 шт.
Трансформатор напряжения	СРВ 245	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	ЕвроАЛЬФА	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	26 шт.
Счетчик электрической энергии статический однофазный	Меркурий 206	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У005-ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Вятка», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Вятка

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;
ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовители

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55
Web-сайт: www.fsk-ees.ru
E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)

ИНН 7716741740

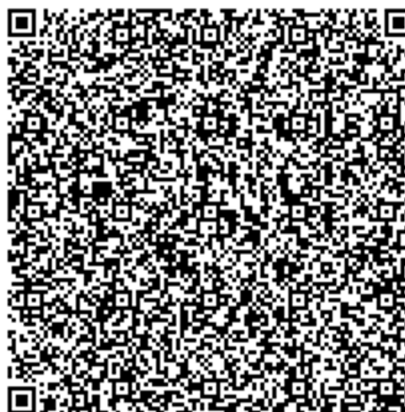
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., пер. 1-й Советский, д. 25, офис 3031

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87303-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Промэнергосбыт» (2 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Промэнергосбыт» (2 очередь) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ООО «Промэнергосбыт» (2 очередь), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на GPRS/GSM-модем и далее по каналам связи поступает на сервер БД верхнего, второго уровня системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Передача информации производится через второй уровень системы или через удаленный АРМ субъекта ОРЭМ в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде xml-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со второго уровня настоящей системы или с АРМ энергосбытовой организации по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet.

Сервер БД имеет возможность принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, и передавать всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности, формируемой относительно национальной шкалы времени UTC(SU) в режиме синхронизации по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS ± 1 мкс.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Сравнение шкалы времени сервера БД со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ, каждый сеанс связи, но не реже 1 раза в сутки по протоколу МЭК 1162 (NMEA 0183). При наличии расхождения ± 1 с и более сервер БД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера БД осуществляется встроенным программным обеспечением сервера БД во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. При наличии расхождения ± 1 с и более сервер БД производит синхронизацию шкалы времени счетчиков с собственной шкалой времени сервера БД.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 001.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики
Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 35 кВ № 13 Шахта Краснокаменная, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 16, КЛ-6 кВ ф. 6-16	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 42663-09	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
2	ПС 35 кВ № 13 Шахта Краснокаменная, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 29, КЛ-6 кВ ф. 6-29	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 42663-09	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,6
3	ПС 110 кВ Опорная, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 43, КЛ-6 кВ Л-25-43	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 46634-11	УССВ-2 Рег. № 54074-21	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Продолжение таблицы 2

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 3 от +5 до +35 °С.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 5 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденные типов.
- 6 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от +5 до +35 от +5 до +35 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчика СЭТ-4ТМ.03М.01 для счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.12 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности	220000 165000 2 70000 1 74500 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ПЭС.411711.141.03.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Промэнергосбыт» (2 очередь)», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Промэнергосбыт»
(ООО «Промэнергосбыт»)
ИНН 4217088174
Адрес: 119048, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Хамовники, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, этаж 2, ком. 15
Телефон: +7 (3834) 58-30-55
E-mail: info@promenergobit.ru

Изготовитель

Индивидуальный предприниматель Тихонравов Виталий Анатольевич
(ИП Тихонравов Виталий Анатольевич)
ИНН 602713617396
Адрес: г. Москва, Филевский б-р, дом 39, кв. 77
Телефон: +7 (916) 771-08-53
E-mail: asdic@bk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

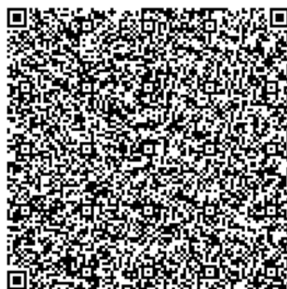
ИНН 7722844084

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87304-22

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Валуйки

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Валуйки (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 389. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС- Валуйки	СА 362 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-02	СЗVT кл.т. 0,2 Ктн = (330000/√3)/(100/√3) рег. № 21880-01	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Валуйки-Тополи с отпайкой на ПС Оросительная (ВЛ 110 кВ Валуйки-Оросительная №1)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 52261-12	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Валуйки-Куриловка с отпайками (ВЛ 110 кВ Валуйки-Оросительная №2)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 750/1 рег. № 52261-12	DDB-123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 83413-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Валуйки-Вейделевка	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 52261-12	НДКМ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	ВЛ 110 кВ Валуйки-ГКС №2	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 52261-12	DDB-123 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 83413-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Валуйки-ГКС №1	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/1 рег. № 52261-12	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Валуйки-Алексеевка-тяговая	ТВ кл.т. 0,5 К _{тт} = 750/1 рег. № 77923-20	DDB-123 кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83413-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
8	ВЛ 110 кВ Валуйки-Палатовка	ТВ кл.т. 0,5 К _{тт} = 750/1 рег. № 77923-20	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	ВЛ 110 кВ Валуйки-Ватутинская	ТВ кл.т. 0,5 К _{тт} = 750/1 рег. № 81643-21	DDB-123 кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83413-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
10	ВЛ 110 кВ Валуйки-Валуйки тяговая №1	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/1 рег. № 52261-12	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
11	ВЛ 110 кВ Валуйки-Валуйки тяговая №2	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 500/1 рег. № 52261-12	DDB-123 кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83413-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ПС 330 кВ Валуйки ОМВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 750/1 рег. № 52261-12	НДКМ кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60542-15 DDB-123 кл.т. 0,2 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83413-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	ВЛ 35 кВ Валуйки-Сахарный завод	ТОЛ-35Б кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 21256-01	VEF кл.т. 0,2 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 43241-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
14	ВЛ 35 кВ Оросительная-Казинка с отпайкой на ПС Валуйки	ТОЛ-35Б кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 21256-01	VEF кл.т. 0,2 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 43241-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
15	КВЛ 35 кВ Валуйки-Рождественская с отпайкой на ПС Юбилейная	ТОЛ-35Б кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 21256-01	VEF кл.т. 0,2 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 43241-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ВЛ 35 кВ Валуйки-Уразово с отпайкой на ПС 35 Рождественская и Юбилейная	ТОЛ-35Б кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 21256-01	VEF кл.т. 0,2 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 43241-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
17	ВЛ 35 кВ Валуйки-Мандрово	ТОЛ-35Б кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 21256-01	VEF кл.т. 0,2 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 43241-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
18	ВЛ 35 кВ ЭУ1	GIF 40,5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56411-14	VEF кл.т. 0,2 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 43241-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
19	ВЛ 35 кВ ЭУ2	GIF 40,5 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 56411-14	VEF кл.т. 0,2 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 43241-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
20	ВЛ 10 кВ № 9	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
21	ВЛ 10 кВ № 5	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
22	КЛ 10 кВ МПК 1	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 15128-07	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
23	ВЛ 10 кВ № 7	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
24	ВЛ 10 кВ Город 1	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
25	ВЛ 10 кВ Город 2	ф. А: ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 2363-68 ф. С: ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
26	КЛ 10 кВ Лабазь 2	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 15128-07	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
27	КЛ 10 кВ МПК 2	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 800/5 рег. № 83411-21	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
28	ВЛ 10 кВ РЭС 2	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 30709-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
29	ВЛ 10 кВ МЭЗ 2	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
30	ВЛ 10 кВ № 6	ТОЛ-10-I кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 15128-07	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
31	ВЛ 10 кВ № 4	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 2363-68	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
32	ВЛ 10 кВ № 2	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 2363-68	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
33	ВЛ 10 кВ Город 3	ТПЛМ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 2363-68	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
34	ВЛ 10 кВ № 3	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
35	ВЛ 10 кВ МЭЗ 1	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
36	ВЛ 10 кВ № 11	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
37	ВЛ 10 кВ № 14	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
38	КЛ 10 кВ Лабазь 1	ТОЛ-10-1 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 15128-07	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
39	ВЛ 10 кВ № 10	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
40	ВЛ 10 кВ Город 4	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 КТТ = 300/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU325 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
41	ВЛ 10 кВ № 12	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
42	ВЛ 10 кВ № 13	ТПЛ-10У3 кл.т. 0,5 КТТ = 200/5 рег. № 1276-59	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 КТН = 10000/100 рег. № 86367-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,7	0,5	0,5
	0,8	1,6	1,0	0,7	0,7
	0,5	2,7	1,7	1,2	1,2
2 – 6, 10 – 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
7 – 9, 13 – 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
18, 19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
20, 21, 23 – 25, 27, 29, 31 – 37, 39 – 42 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
22, 26, 28, 30, 38 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,4	1,6	1,1	1,1
	0,5	1,8	1,1	0,8	0,8
2 – 6, 10 – 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
7 – 9, 13 – 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
18, 19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
20, 21, 23 – 25, 27, 29, 31 – 37, 39 – 42 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
22, 26, 28, 30, 38 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,5	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,7	1,2	0,9	0,9
	0,5	2,7	1,8	1,3	1,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
2 – 6, 10 – 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
7 – 9, 13 – 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
18, 19 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
20, 21, 23 – 25, 27, 29, 31 – 37, 39 – 42 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
22, 26, 28, 30, 38 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	2,1	1,7	1,7
	0,5	2,2	1,6	1,5	1,5
2 – 6, 10 – 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
7 – 9, 13 – 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
18, 19 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
20, 21, 23 – 25, 27, 29, 31 – 37, 39 – 42 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
22, 26, 28, 30, 38 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-300: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 40000 10000

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	СА 362	6 шт.
Трансформатор тока	ТГФМ-110	24 шт.
Трансформатор тока	ТВ	9 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-35Б	15 шт.
Трансформатор тока	GIF 40,5	6 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	17 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	10 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	8 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	7 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения емкостный	СЗVT	3 шт.
Трансформатор напряжения емкостный	НДКМ	3 шт.
Трансформатор напряжения емкостный	DDB-123	3 шт.
Трансформатор напряжения	VEF	6 шт.
Трансформатор напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	2 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа 1800	42 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU325	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.053.389.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Валушки». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-91

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-91

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)

ИНН 7716741740

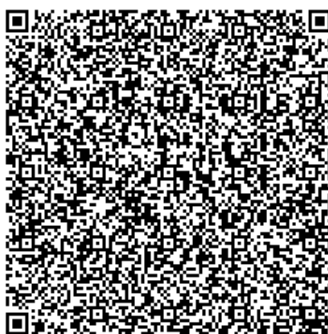
Адрес: 141100, Московская обл., г. Щёлково, пер. 1-й Советский, д. 25, офис 3031

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87305-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Борисоглебская горэлектросеть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Борисоглебская горэлектросеть» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) МУП «Борисоглебская горэлектросеть», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Энфорс ОРЭМ - АРМ пользователя».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ: 005.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энфорс ОРЭМ - АРМ пользователя», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Энфорс ОРЭМ - АРМ пользователя» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Энфорс ОРЭМ - АРМ пользователя».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Энфорс ОРЭМ - АРМ пользователя»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО	0C8ECEBFC0DF4660E74B6102F699AD83
Идентификационное наименование ПО	«АСКУЭ БП - сбор данных»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.0.83.1
Цифровой идентификатор ПО	0A2E3D82AA7BF8B51A8DC0E4FB3A6672
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Энфорс ОРЭМ - АРМ пользователя» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Борисоглебск, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.5, КЛ- 6кВ №2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Intel Xeon W-2133, RAM 64 Gb, Win 2019	активная	±1,2	±3,3
2	ПС 110 кВ Борисоглебск, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.6, КЛ- 6кВ №3	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±5,3
3	ПС 110 кВ Борисоглебск, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ- 6кВ №4	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
4	ПС 110 кВ Борисоглебск, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.10, КЛ- 6кВ №6	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±5,3
						активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±6,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ Борисоглебск, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.11, КЛ- 6кВ №7	ТВК-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 8913-82 ТПЛ-10 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Intel Xeon W-2133, RAM 64 Gb, Win 2019	активная	±1,2	±3,3
6	ПС 110 кВ Борисоглебск, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.35, КЛ- 6кВ №24	ТОЛ-10 УТ2 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 6009-77	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±5,3
7	ПС 110 кВ Борисоглебск, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.36, КЛ- 6кВ №25	ТОЛ-10 УТ2 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 6009-77	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
8	ПС 110 кВ Борисоглебск, РУ 6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.15, КЛ- 6кВ №8	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,3
9	ПС 110 кВ Борисоглебск, РУ 6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.16, КЛ- 6кВ №9	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
10	ПС 110 кВ Борисоглебск, РУ 6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.22, КЛ- 6кВ №11	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2363-68 ТПЛ-10-М Рег. № 22192-07	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±5,3
						активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ПС 110 кВ Восточная-1, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ-6кВ №14	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Intel Xeon W-2133, RAM 64 Gb, Win 2019	активная	±1,2	±3,3
18	ПС 110 кВ Восточная-1, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.9, КЛ-6кВ №15	ТЛК-СТ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 58720-14	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±5,3
19	ПС 35 кВ Восточная, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.9, КЛ-6 кВ №2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
20	ПС 35 кВ Восточная, РУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.11, КЛ-6 кВ №3	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±5,3
21	ПС 35 кВ Восточная, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.23, КЛ-6 кВ №6	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
22	ПС 35 кВ Восточная, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.25, КЛ-6 кВ №7	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	ПС 35 кВ Восточная, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.22, КЛ-6 кВ №8	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Intel Xeon W-2133, RAM 64 Gb, Win 2019	активная	±1,2	±3,3
24	ПС 35 кВ Восточная, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.24, КЛ-6 кВ №9	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±5,3
25	ПС 35 кВ Восточная, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.20, КЛ-6 кВ №11	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная	±1,2	±3,3
26	ПС 110 кВ Восточная- 1, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.11, КЛ-6кВ №17	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±5,3
27	ПС 110 кВ Химмаш, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.8, КЛ-6кВ №4	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
28	ПС 110 кВ Химмаш, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.31, КЛ-6кВ №17	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,7
						активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	ПС 110 кВ Химмаш, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.33, КЛ-6кВ №18	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-2 Рег. № 41681-10/ Intel Xeon W-2133, RAM 64 Gb, Win 2019	активная	±1,2	±3,3
30	ПС 110 кВ Химмаш, РУ 6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.37, КЛ-6кВ №22	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±5,3
31	ПС 110 кВ Химмаш, РУ 6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.16, КЛ-6кВ №9	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
32	ПС 110 кВ Химмаш, РУ 6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.27, КЛ-6кВ №14	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		реактивная	±2,8	±5,7
33	ПС 110 кВ Химмаш, РУ 6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.29, КЛ-6кВ №15	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59 ТВЛМ-10 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная	±1,2	±3,3
34	ПС 110 кВ Химмаш, РУ 6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.30, КЛ-6кВ №16	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		реактивная	±2,8	±5,7

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	37
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	34
Трансформатор тока	ТЛК-СТ	8
Трансформатор тока	ТВК-10	1
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	7
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	1
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	11
Трансформатор тока	ТВЭ-35	3
Трансформатор тока	ТФНД-35М	1
Трансформатор тока	ТФ3М-35А-У1	1
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-35УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	4
Трансформатор напряжения	НТМК-6У4	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	27
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	7
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«Энфорс ОРЭМ - АРМ пользователя»	1
Программное обеспечение	«АСКУЭ БП - сбор данных»	
Паспорт-Формуляр	ЭУ.01.22-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Борисоглебская горэлектросеть», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

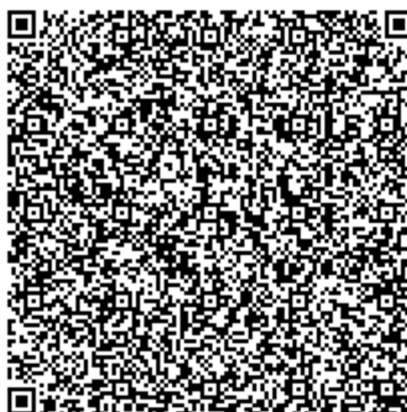
Муниципальное унитарное предприятие «Борисоглебская горэлектросеть»
(МУП «Борисоглебская горэлектросеть»)
ИНН 3604001066
Адрес: 397165, Воронежская область, г. Борисоглебск, ул. Матросовская, д.117
Телефон: 8 (47354)6-78-69

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоучет»
(ООО «Энергоучет»)
ИНН 3663051069
Адрес: 394007, г. Воронеж, ул. Димитрова, д.2а, оф.5
Телефон: 8 (473)242-80-02, 242-89-81

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИНН 7722844084
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: 8 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87306-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Чесноковская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Чесноковская (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени ИВКЭ (УССВ ИВКЭ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), АИИС КУЭ ЕНЭС, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 59086-14 (Рег. № 59086-14), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени ИВК (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиале «ФСК ЕЭС» Западно-Сибирское ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВКЭ выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени УССВ ИВКЭ более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 1-01. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe
Примечание - Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО - MD5	

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК УССВ ИВКЭ
1	ВЛ 35 кВ Чесноковская-Санниковская с отпайкой на ПС База СВЭС (ВЛ ЧС-301)	ТЛК-35-2 500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	ТЛН 7 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 81615-21	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СИКОН С50 Рег. № 28523-05	СТВ-01 Рег. № 49933-12
2	ВЛ 35 кВ Чесноковская-Санниковская с отпайкой на ПС База СВЭС (ВЛ ЧС-302)	ТЛК-35-2 500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	ТЛН 7 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 81615-21	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		УСВ-2 Рег. № 41681-10

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчика электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков электроэнергии - для УСПД, УССВ ИВКЭ - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД СИКОН С50: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, не более ч устройство синхронизации времени УСВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	140000 72 70000 24 35000 10000
Глубина хранения информации счетчик электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа наносится

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТЛК-35-2	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ТНР 7	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С50	1 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Устройства синхронизации времени (ИБКЭ)	УСВ-2	1 шт.
Формуляр	2032-ИОС1.4 ПФ	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ Чесноковская. Методика измерений аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

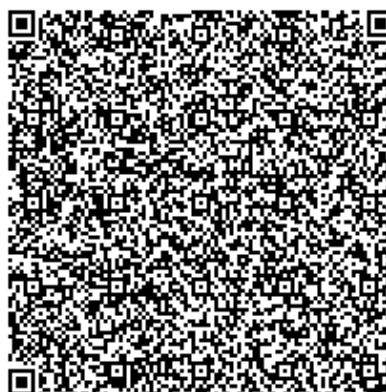
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7(495) 544-00-00, +7(499) 129-19-11

Факс: +7(499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «09» ноября 2022 г. № 2814

Регистрационный № 87307-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ КИСК

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ КИСК (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 394. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ КИСК - Солонцовская I цепь	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	ТН1-110, ф. А, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21 ТН1-110, ф. В: ТЕМР 123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ КИСК - Солонцовская II цепь	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 20951-08	ТН2-110, ф. А, В, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	КВЛ 110 кВ КИСК - Новаленд I цепь	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 20951-08	ТН1-110, ф. А, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21 ТН1-110, ф. В: ТЕМР 123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	КВЛ 110 кВ КИСК - Новаленд II цепь	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 20951-08	ТН2-110, ф. А, В, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
5	ВЛ 110 кВ КИСК - Солнечная I цепь с отпайкой на ПС Юбилейная (С-233)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	ТН1-110, ф. А, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21 ТН1-110, ф. В: ТЕМР 123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
6	ВЛ 110 кВ КИСК - Солнечная II цепь с отпайкой на ПС Юбилейная (С-234)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	ТН2-110, ф. А, В, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
7	ВЛ 110 кВ КИСК - Миндерла I цепь с отпайками	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	ТН1-110, ф. А, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21 ТН1-110, ф. В: ТЕМР 123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ВЛ 110 кВ КИСК - Миндерла II цепь с отпайками	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	ТН2-110, ф. А, В, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ВЛ 110 кВ КИСК - КТПБ-145 ТЭЦ-3 I цепь (С-243)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	ТН1-110, ф. А, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21 ТН1-110, ф. В: ТЕМР 123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10 СТВ-01 рег. № 49933-12	
10	ВЛ 110 кВ КИСК - КТПБ-145 ТЭЦ-3 II цепь с отпайкой на ПС БНС ТЭЦ-3 (С-244)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 20951-08	ТН2-110, ф. А, В, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
11	ВЛ 110 кВ КИСК - Речпорт I цепь с отпайкой на ПС БНС ТЭЦ-3 (С-245)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	ТН1-110, ф. А, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21 ТН1-110, ф. В: ТЕМР 123 кл.т. 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ВЛ 110 кВ КИСК - Речпорт II цепь (С-246)	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 рег. № 85654-22	ТН2-110, ф. А, В, С: НДКМ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ф. 144-6	ТОЛ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 47959-11	ТН2-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ф.144-7	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 15128-07	ТН1-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	ф.144-8	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ТН2-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
16	ф.144-10	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 15128-07	ТН2-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	ф.144-11	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 15128-07	ТН1-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
18	ф.144-15	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 15128-07	ТН1-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
19	ф.144-17	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 15128-07	ТН1-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
20	ф.144-19	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 15128-07	ТН1-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	ф.144-20	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 15128-07	ТН2-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
22	ф.144-21	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 15128-07	ТН1-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
23	ф.144-27	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 15128-07	ТН1-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
24	ф.144-28	ТОЛ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 47959-11	ТН2-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
25	ф.144-29	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 15128-07	ТН1-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
26	ф.144-30	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 15128-07	ТН2-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
27	ф.144-31	ТОЛ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 47959-11	ТН1-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ф.144-32	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 15128-07	ТН2-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
29	ф.144-34	ТОЛ-10-I кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 15128-07	ТН2-10, ф. А, В, С: ЗНОЛ.06 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3, 5, 7, 9, 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 – 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
13 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,4	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,5	1,0	0,8	0,8
	0,5	2,1	1,6	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
2, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
6, 8, 10, 12, 14 – 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
5, 7, 9, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
13 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,8	1,3	1,3
	0,5	1,9	1,4	1,2	1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3, 5, 7, 9, 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
2, 4, 6, 8, 10, 12, 14 – 29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
13 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,9	1,4	1,4	1,4
	0,8	2,0	1,6	1,5	1,5
	0,5	2,5	2,1	1,7	1,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
2, 4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
6, 8, 10, 12, 14 – 29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,8	1,7	1,2	1,1
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
5, 7, 9, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,4
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
13 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	3,7	3,5	3,3	3,3
	0,5	3,5	3,3	3,2	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	SB 0,8	36 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	42 шт.
Трансформатор тока опорный	ТОЛ	9 шт.
Трансформатор напряжения емкостный	НДКМ-110 УХЛ1	5 шт.
Трансформатор напряжения емкостный	ТЕМР 123	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	29 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.028.394.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ КИСК». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ КИСК

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;
 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-91

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-90-91

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

