

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» апреля 2021 г. №623

Регистрационный № 81696-21

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электромашина».

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электромашина» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает два уровня:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Е-ресурс» ES.02».

ИИК ТИ, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИВК выполнен на базе комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02 и включает в себя:

- сервер баз данных;
- автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК ТИ и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК ТИ;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИИК ТИ;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 и модемов GSM/GPRS для передачи данных от счетчиков до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), действующая следующим образом. ИВК получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3 (рег. №64242-16). При каждом опросе счетчиков ИВК определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по абсолютной величине 2 с, то формирует команду синхронизации. Счетчики в составе АИИС КУЭ допускают синхронизацию времени не чаще 1 раза в сутки. Журналы событий счетчиков и ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В ИВК АИИС КУЭ используется программное обеспечение из состава комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02. Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПО «Е-ресурс» ES.02
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	Вычисляется контролирующей утилитой, указывается в формуляре ПТК «Е-ресурс» ES.02
Идентификационное наименование программного обеспечения	контролирующая утилита echeck
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не присвоен
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	ee52391ad32ba71f32191bb073829f15

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/10 кВ ЗЭМ, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТФЗМ-110Б-IV1 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-58 У1 Кл.т. 0,5 Ктн = 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 1188-76	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ПТК «Е-ресурс» ES.02 Рег. № 53447-13 УСВ-3 рег. №64242-16

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ПС 110/10 кВ ЗЭМ, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТГМ Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 59982-15	НАМИ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 77899-20	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	ПТК «Е-ресурс» ES.02 Рег. № 53447-13 УСВ-3 рег. №64242-16
3	РП-5 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, I СШ 10 кВ, яч. 3	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 47958-16	НТМК-10 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 355-49	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
4	ЦРП 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, II СШ 10 кВ, яч. 17	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
5	ЦРП 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, III СШ 10 кВ, яч. 26	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
6	КТП-40 10 кВ, СШ 0,4 кВ, яч. 9	ТТИ-40 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 28139-12	Не используется	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	
8	КТП-15 10 кВ, СШ 0,4 кВ, яч. 1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 52667-13	Не используется	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных 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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, внося изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1, 2, 3, 4, 5	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
	0,80	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,3	±2,8	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
8	0,50	±4,7	±2,6	±2,8	±2,0	±1,9	±1,3	±1,9	±1,3
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,7	±1,1	±1,8	±1,1	±1,8
	0,87	±2,3	±4,9	±1,6	±3,1	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,8	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$
1, 2, 3, 4, 5	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
6	0,50	-	-	±5,5	±3,9	±3,0	±3,1	±2,3	±3,0
	0,80	-	-	±3,2	±5,2	±2,0	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±2,9	±6,1	±1,9	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±1,9	-	±1,3	-	±1,1	-
8	0,50	±4,9	±3,7	±3,1	±3,3	±2,3	±3,0	±2,3	±3,0
	0,80	±2,9	±4,7	±2,2	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
	0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
	1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,1	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_{w^A} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w^P} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	7
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС.0315/010215-ТП-АЭ.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электромашина». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-ГУ1	3
Трансформаторы тока	ТТИ-40	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	ТГМ	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2

Окончание таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НТМК-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-58 У1	3
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05М	5
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05М.04	1
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	1
ИВК	Е-ресурс	1
СОЕВ	УСВ-3	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электромашина». Формуляр	АИИС.0315/010215-ТРП-АЭ.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электромашина». Методика поверки	МП-322-РА.RU.310556-2020	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электромашина». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электромашина».

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

