

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) районной подстанции «Пикалево» ОАО «Российские Железные Дороги» Октябрьской железной дороги в границах ОАО «Ленэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) районной подстанции «Пикалево» ОАО «Российские Железные Дороги» Октябрьской железной дороги в границах ОАО «Ленэнерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S в части активной электроэнергии, класса точности 0,5 в части реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучёта, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) RTU-327, (Госреестр № 41907-09, зав. № 001509), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИБК, и содержит программное обеспечение (далее – ПО) «Альфа-Центр», с помощью которого решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов;

3-ий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее – ИБК), реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающий в себя каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучёта, каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

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

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 сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности с учетом коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД уровня ИВК регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации системного времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

Погрешность часов ИК АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

Уровень регионального Центра энергоучета содержит программное обеспечение (далее – ПО) «Альфа-Центр», включающее в себя модули «Альфа-Центр АРМ», «Альфа-Центр СУБД «Oracle», «Альфа-Центр Коммуникатор». С помощью ПО «Альфа-Центр» решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающее в себя модуль «Энергия Альфа 2». С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО.

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
«Альфа-Центр АРМ»	Не ниже 4	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	MD5
«Альфа-Центр СУБД «Oracle»	Не ниже 9	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	MD5
«Альфа-Центр Коммуникатор»	Не ниже 3	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	MD5
ПК «Энергия Альфа 2»	Не ниже 2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4 нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
ИИК-1.1	ВЛ-110 кВ ЛШугозерская-1	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S КТТ=400/1 Зав. № 6217; 6199; 6202 Госреестр № 23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 Зав. № 9646; 9641; 9644 Зав. № 9647; 9643; 9640 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01280824 Госреестр № 31857-11	RTU-327 зав. № 001517 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
ИИК-1.2	ВЛ-110 кВ ЛГазокомпрессорная	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S КТТ=400/1 Зав. № 6215; 6218; 6216 Госреестр № 23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 Зав. № 9646; 9641; 9644 Зав. № 9647; 9643; 9640 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01280823 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
ИИК-2.1	ВЛ-110 кВ ЛБольшедворская-2	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S КТТ=400/1 Зав. № 6225; 6198; 6219 Госреестр № 23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 Зав. № 9646; 9641; 9644 Зав. № 9647; 9643; 9640 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01280822 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
ИИК-2.2	ОВ-110	ТБМО-110 УХЛ1 класс точности 0,2S КТТ=400/1 Зав. № 6197; 6201; 6200 Госреестр № 23256-11	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 КТН=110000/√3/100/√3 Зав. № 9646; 9641; 9644 Зав. № 9647; 9643; 9640 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01280821 Госреестр № 31857-11		активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$
1	2	3	4	5	6	7	8
ИИК-1.1, ИИК-1.2, ИИК-2.1, ИИК-2.2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	1,2	1,3	1,5
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8	0,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8	0,9

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %	
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)
1	2	3	4	5	6
ИИК-1.1, ИИК-1.2, ИИК-2.1, ИИК-2.2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,3	1,9	2,7	2,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,6	1,4	2,1	2,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,0	1,8	1,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,1	1,0	1,8	1,7

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,98 \cdot U_n$ до $1,02 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – 0,87 (0,5);
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 60 до 40 °С; счетчиков - от 21 до 25 °С; ИВКЭ - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

3. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – от $0,9 \cdot U_{H1}$ до $1,1 \cdot U_{H1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,05 \cdot I_{H1}$ до $1,2 \cdot I_{H1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 60 до 40 °С.

Для счетчиков электроэнергии Альфа А1800:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{H2}$ до $1,1 \cdot U_{H2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{H2}$ до $1,2 \cdot I_{H2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от 10 до 30 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов.

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 счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) районной подстанции «Пикалево»

ОАО «Российские Железные Дороги» Октябрьской железной дороги в границах
ОАО «Ленэнерго» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока ТБМО-110 УХЛ1	12
Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1	6
УСПД типа RTU-327	1
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800	4
Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника	1
Сервер управления HP ML 360 G5	1
Сервер основной БД HP ML 570 G4	1
Сервер резервный БД HP ML 570 G4	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59135-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) районной подстанции «Пикалево» ОАО «Российские Железные Дороги» Октябрьской железной дороги в границах ОАО «Ленэнерго». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей».
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков Альфа А1800 - по документу «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- для УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе АУВП.411711.200.071.01 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) районной подстанции «Пикалево» ОАО «Российские Железные Дороги» Октябрьской железной дороги в границах ОАО «Ленэнерго». Информационно-измерительный комплекс точек учета электроэнергии на вводах подстанций (110 кВ)».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) районной подстанции «Пикалево» ОАО «Российские Железные Дороги» Октябрьской железной дороги в границах ОАО «Ленэнерго»

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
4. ГОСТ 7746–2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
5. ГОСТ 1983–2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
6. ТУ 4228-011-29056091-11 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Технические условия».
7. АУВП.411711.200.071.01 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) районной подстанции «Пикалево» ОАО «Российские Железные Дороги» Октябрьской железной дороги в границах ОАО «Ленэнерго». Информационно-измерительный комплекс точек учета электроэнергии на вводах подстанций (110 кВ)».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские Железные Дороги»
(ОАО «РЖД»)

Почтовый адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2

тел./факс: 8(499) 262-60-55

e-mail: info@rzd.ru

<http://www.rzd.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «М-ПРО»
(ООО «М-ПРО»)

Адрес: 199155, Санкт-Петербург, ул. Уральская, д.1, корп.2, Лит. А
тел./факс: 8 (812) 318-11-95

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва

ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495) 437-55-77

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2014 г.