

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Мостранснефтепродукт» по ЛПДС «Володарская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть»» в части ОАО «Мостранснефтепродукт» по ЛПДС «Володарская» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, измерений времени в координированной шкале времени UTC.

Описание средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Мостранснефтепродукт» по ЛПДС «Володарская» (далее – АИИС КУЭ) реализована в объеме первой пусковой очереди и представляет двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений (привязанных к координированной шкале времени UTC) о приращениях электрической энергии и значениях электрической энергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;

- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений на сервер и автоматизированные рабочие места (АРМ);

- подготовка результатов измерений в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

- ведение времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, счётчики активной и реактивной электрической энергии и мощности по каждому присоединению (точке измерений). Устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) «Сикон С70», установленное на уровне ИИК работает в «прозрачном» режиме при обращении сервера ИВК к счетчикам электроэнергии и выполняет функции шлюза-концентратора (каналообразующей аппаратуры).

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает «Центр сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (№38424-08 в

реестре средств измерений Федерального информационного фонда РФ), рабочие станции (АРМ).

Аналоговые сигналы от первичных преобразователей электрической энергии (трансформаторов тока и напряжения) поступают на счетчики электрической энергии. Счетчики электрической энергии являются измерительными приборами, построенными на принципе цифровой обработки входных аналоговых сигналов. По мгновенным значениям силы и напряжения электрического тока в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за этот период реактивная мощность вычисляется по средним значениям активной и полной мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика формируется без учета коэффициентов трансформации тока и напряжения.

Данные со счетчиков поступают на уровень ИВК, где выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи интернет-провайдеров.

В счетчиках электрической энергии и на сервере ИВК ведутся журналы событий.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях и выполняет законченную функцию измерений времени и интервалов времени. В состав СОЕВ входит сервер ИВК с встроенными часами, время которого синхронизируется от источников частоты и времени/сервера синхронизации времени ССВ-1Г (№ 39485-08 в реестре средств измерений Федерального информационного фонда РФ) основного и резервного.

На уровне ИИК для защиты информации от несанкционированного доступа применяются следующие меры:

- пломбирование клеммных сборок электрических цепей трансформаторов тока и напряжения;
- пломбирование клеммных сборок электросчетчиков;
- пломбирование клеммных сборок линии передачи информации по интерфейсу RS-485;
- пломбирование клеммных сборок УСПД после выполнения монтажных работ;

На уровне ИВК защита информации организована с применением следующих мероприятий:

- ограничение доступа к серверу АИИС КУЭ;
- установление учетных записей пользователей и паролей доступа к серверу АИИС КУЭ.

В составе АИИС КУЭ обеспечена сохранность информации при авариях. Под авариями следует понимать потери питания и отказы (потери работоспособности) технических и программно-технических средств.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимых частей программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные

Наименование программы	Идентификационное наименование программного обеспечения (имя файла)	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Converge	Landis+Gyr Converge 3.5.1 (Converge.msi)	3.5.001.268 Rev. 64500	B1E67B8256DE3F55 46A96054A2062A1E	MD5
ЭнергоМонитор	Energy Monitor (Web Monitor Setup.msi)	1.8.0.0	1E6CE427DAC589A FE884AB490632BC4B	MD5
Генератор XML-отчетов	XML Report Generator (XML Service Setup.msi; XML Client Setup.msi)	–	9486BC5FC4BC0D3 26752E133D125F13D; 37F58D0D9FB444D 085405EB4A16E7A84	MD5
ЭМ Администратор	EM Admin (EM Admin Setup.msi)	–	621E4F49FB74E52F 9FFADA2A07323FBD	MD5
Ручной импорт в Converge	Manual Converge Import (Manual Converge Import.msi)	–	ACA7D544FAD3B166 916B16BB99359891	MD5

Влияние программного обеспечения на относительную погрешность измерений электрической энергии и мощности отсутствует.

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблице 2.

Номинальная функция преобразования при измерении электрической энергии

$$W_p(W_Q) = \frac{N}{2 \times A} \times K_{ТН} \times K_{ТТ}$$

где: N – число импульсов в регистре профиля мощности счетчика электрической энергии, имп;

A – постоянная счетчика электрической энергии, имп/кВт·ч (квар·ч);

K_{ТН} – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения (ТН);

K_{ТТ} – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока (ТТ).

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики измерительных каналов

Канал измерений		Состав измерительного канала					Вид электрической энергии	Погрешность, %
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид	Класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Фаза	Обозначение			
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	ЛПДС Володарская ЗРУ-6 кВ ПС-210 «Наливная» яч. 26 ввод № 1 в ЗРУ № 2	ТТ	КлТ=0,5S K _{ТТ} =600/5 47959-11	А	ТОЛ	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$	
				В	ТОЛ			
				С	ТОЛ			
		ТН	КлТ=0,5 K _{ТТ} =6000/100 16687-07	А	НАМИТ-10			
				В				
				С				
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М						
2	ЛПДС Володарская ЗРУ-6 кВ ПС-210 «Наливная» яч. 4 ввод № 2 в ЗРУ № 2	ТТ	КлТ=0,5S K _{ТТ} =600/5 47959-11	А	ТОЛ	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$	
				В	ТОЛ			
				С	ТОЛ			
		ТН	КлТ=0,5 K _{ТТ} =6000/100 16687-07	А	НАМИТ-10			
				В				
				С				
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М						
3	ЛПДС Володарская ПС-210 «Наливная» панель СН	ТТ	КлТ=0,5S K _{ТТ} =100/5 22656-07	А	Т-0,66	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,2;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,2.$	
				В	Т-0,66			
				С	Т-0,66			
		ТН	–	А	–			
				В				
				С				
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М						
4	ЛПДС Володарская ЗРУ-6 кВ ПС-210 «Наливная» яч. 29 ввод от Т-1	ТТ	КлТ=0,5S K _{ТТ} =1000/5 2473-05	А	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$	
				В	ТЛМ-10			
				С	ТЛМ-10			
		ТН	КлТ=0,5 K _{ТТ} =6000/100 16687-07	А	НАМИТ-10			
				В				
				С				
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М						
5	ЛПДС Володарская ЗРУ-6 кВ ПС-210 «Наливная» яч. 3 ввод от Т-2	ТТ	КлТ=0,5S K _{ТТ} =1000/5 2473-05	А	ТЛМ-10	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4.$	
				В	ТЛМ-10			
				С	ТЛМ-10			
		ТН	КлТ=0,5 K _{ТТ} =6000/100 16687-07	А	НАМИТ-10			
				В				
				С				
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М						

Примечания:

1 В столбце 8 таблицы 2 приведены границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95, при следующих условиях:

$\delta_{1.a.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ и $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{2.a.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при $I = I_{ном}$ и $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{1.p.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ и $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{2.p.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при $I = I_{ном}$ и $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{1.a.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ и $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{2.a.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = I_{ном}$ и $\cos\varphi = 0,8$;

$\delta_{1.p.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии при в рабочих условиях применения $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ и $\sin\varphi = 0,6$;

$\delta_{2.p.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = I_{ном}$ и $\sin\varphi = 0,6$;

2 Измерительные каналы включают измерительные ТТ по ГОСТ 7746-2001, измерительные ТН по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электрической энергии.

3 Допускается замена УСПД, измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ.

Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC ± 5 с.

Нормальные условия применения:

– температура окружающего воздуха, °С	21 ... 25;
– относительная влажность воздуха, %	30 ... 80;
– атмосферное давление, кПа (от 630 до 795 мм рт. Ст.)	84 ... 106;
– напряжение питающей сети переменного тока, В	215,6 ... 224,4;
– частота питающей сети переменного тока, Гц	49,85 ... 50,15;
– индукция внешнего магнитного поля, мТл не более	0,05.

Рабочие условия применения:

– напряжение питающей сети переменного тока, В	198 ... 242
– частота питающей сети, Гц	49 ... 51
– температура (для ТН и ТТ), °С	[–30] ... 40
– температура (для счетчиков, УСПД)	5 ... 35
– температура (для сервера, АРМ, каналобразующего и вспомогательного оборудования), °С	10 ... 30
– индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл	0 ... 0,5
Среднее время наработки на отказ	8796 ч
Средний срок службы	12 лет

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится с помощью принтера на титульные листы (место нанесения – сверху, справа) эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть».

Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Мостранснефтепродукт» по ЛПДС «Володарская» определяется проектной документацией на АИИС КУЭ.

Поверка

осуществляется по методике поверки МП 51830-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Мостранснефтепродукт» по ЛПДС «Володарская». Методика поверки», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» 26 октября 2012 г. с изменением 1 от 15.01.2015 г.

Межповерочный интервал 4 года.

Рекомендуемые средства поверки и требуемые характеристики:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1$ °. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: $\pm 0,2$ % (в диапазоне измерений от 15 до 300 В); $\pm 2,0$ % (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: $\pm 1,0$ % (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А); $\pm 0,3$ % (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU) $\pm 0,1$ с.

Сведения о методиках (методах) измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Мостранснефтепродукт» по ЛПДС «Володарская». Методика измерений электрической энергии. Свидетельство об аттестации № 01.00230/25-2012 от 26.10.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Рекомендации по областям применения в сферах государственного регулирования обеспечения единства измерений

При осуществлении торговли.

Изготовитель

ОАО «Ивэлектроналадка»
Юридический адрес: 153002, Россия, г. Иваново, ул. Калинина, 5.
Почт. адрес: 153032, ул. Ташкентская, д.90, г. Иваново.
Тел. (4932) 230-230. Тел./факс (4932) 29-88-22.

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru
Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru
Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.