

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2022 г. № 2136

Регистрационный № 86545-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Красноярской БЕ АО «Полюс Красноярск» в части генерации

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Красноярской БЕ АО «Полюс Красноярск» в части генерации (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных (сервер БД), сервер энергосбытовой организации, устройство синхронизации времени (УСВ), УСПД с установленным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД уровня ИВКЭ, где выполняется обработка, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации. Далее измерительная информация от УСПД уровня ИВКЭ при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на УСПД уровня ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, формирование и передача полученных данных на сервер БД, где выполняется формирование и хранение полученных данных.

Также УСПД уровня ИВК при помощи технических средств приема-передачи данных передает измерительную информацию по средствам межсерверного обмена с использованием выделенного канала связи по протоколу TCP/IP или в формате xml-файлов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) на сервер энергосбытовой организации, где осуществляется обработка, формирование и хранение полученных данных, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера энергосбытовой организации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера БД и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов УСПД уровня ИВК с УСВ осуществляется во время сеанса связи (1 раз в 30 мин.). Корректировка часов УСПД производится автоматически независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов сервера БД с УСВ осуществляется каждые 30 мин. Корректировка часов сервера БД производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов УСПД уровня ИВКЭ с часами УСПД уровня ИВК осуществляется во время сеанса связи (1 раз в 30 мин.). Корректировка часов УСПД уровня ИВКЭ производится автоматически при расхождении более ± 1 с.

Сравнение часов счетчика с часами УСПД уровня ИВКЭ осуществляется во время каждого сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний часов счетчика и УСПД более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 133.8, указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Красноярской БЕ АО «Полюс Красноярск» в части генерации.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, (±δ) %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
1	ДГУ-4 яч. 9/1 с.ш. КРУ-6 кВ ТП-31 ДЭС 17,2 МВт	ТПУ 40.23 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 54667-13 Фазы: А; В; С	ТJP 4.0 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 54666-13 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU- 325L Рег. № 37288-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	HP Pro- liant DL180 G6	Актив- ная	1,1	3,0		
										Реак- тивная	2,3	4,6
2	ДГУ-5 яч. 7/1 с.ш. КРУ-6 кВ ТП-31 ДЭС 17,2 МВт	ТПУ 40.23 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 54667-13 Фазы: А; В; С	ТJP 4.0 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 54666-13 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11						Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,6		
3	ДГУ-6 яч. 8/2 с.ш. КРУ-6 кВ ТП-31 ДЭС 17,2 МВт	ТПУ 40.23 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 54667-13 Фазы: А; В; С	ТJP 4.0 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 54666-13 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Рег. № 41907-09			Актив- ная	1,1	3,0		
								Реак- тивная	2,3	4,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11		
4	ДГУ-7 яч. 10/2 с.ш. КРУ-6 кВ ТП-31 ДЭС 17,2 МВт	ТПУ 40.23 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 54667-13 Фазы: А; В; С	ТJP 4.0 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 54666-13 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU- 325L Рег. № 37288-08 RTU- 327L Рег. № 41907-09	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	HP Pro- liant DL180 G6	Актив- ная	1,1	3,0		
										Реак- тивная	2,3	4,6
5	ТГ-1 яч. 6/1 с.ш. ГРУ 6 кВ ТЭЦ № 1	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11						Актив- ная	1,1	3,0
										Реак- тивная	2,3	4,6
6	ТГ-2 яч. 14/2 с.ш. ГРУ 6 кВ ТЭЦ № 1	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11						Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6			
7	ТГ-3 яч. 20/3 с.ш. ГРУ 6 кВ ТЭЦ № 1	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 800/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,1	3,0			
							Реак- тивная	2,3	4,6			
8	ТГ-1 яч. 6/1 с.ш. ГРУ 6 кВ ТЭЦ № 2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 35956-07 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,1	3,0			
							Реак- тивная	2,3	4,6			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9	ТГ-2 яч. 8/1 с.ш. ГРУ 6 кВ ТЭЦ № 2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 35956-07 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU- 325L Рег. № 37288-08	ЭНКС-2 Рег. № 37328-15	HP Pro- liant DL180 G6	Актив- ная	1,1	3,0
									Реак- тивная	2,3
10	ТГ-3 яч. 18/2 с.ш. ГРУ 6 кВ ТЭЦ № 2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6300/√3/100/√3 Рег. № 35956-07 Фазы: А; В; С	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU- 327L Рег. № 41907-09			Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с										±5

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
- 4 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 таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденного типа. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	10
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД и сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД типа RTU-325L: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД типа RTU-327L: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 100000 24 250000 24 120000 1 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	180 30 45 5 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- журнал УСПД:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени;
пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

В комплект поставки 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.
Трансформаторы тока	ТРУ 40.23	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	9
Трансформаторы напряжения	ТНР 4.0	12
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-6У3	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	12
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	3
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	1
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Сервер БД	HP Proliant DL180 G6	1
Сервер энергосбытовой организации	-	1
Формуляр	ЭНСТ.411711.133.8.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ Красноярской БЕ АО «Полус Красноярск» в части генерации», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе, автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Красноярской БЕ АО «Полус Красноярск» в части генерации

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Полус Красноярск» (АО «Полус Красноярск»)

ИНН 2434000335

Адрес: 660075, г. Красноярск, ул. Маерчака, 10

Юридический адрес: 663282, Красноярский край, Северо-Енисейский район, городской поселок Северо-Енисейский, улица Белинского, дом 2б

Телефон (факс): (391) 290-61-03

Web-сайт: polyus.com

E-mail: reception@polyus.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)
ИНН 3328498209
Адрес: 607061, Нижегородская обл., г. Выкса, ул. Луначарского, зд. 11А, каб. 216
Телефон (факс): (4922) 60-23-22
Web-сайт: ensys.su
E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19
Телефон: (495) 380-37-61
E-mail: energopromresurs2016@gmail.com
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.

