

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Юго-Западная ТЭЦ (ПГУ-300) генерация Блок № 2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Юго-Западная ТЭЦ (ПГУ-300) генерация Блок № 2 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, контроля ее передачи и потребления за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, а также сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки, 1 раз в месяц) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин, сутки, месяц);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны сервера;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, электронных ключей, программных паролей);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация и коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее - УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2 (далее УСВ-2), сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000»

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех 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 без учета коэффициента трансформации. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Сервер сбора данных обеспечивает сбор измерительной информации с УСПД. В системе предусмотрен доступ к базе данных сервера со стороны АРМ и информационное взаимодействие с организациями-участниками оптового рынка электроэнергии.

Система выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электрической энергии, измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального энергопотребления.

Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. Для синхронизации шкалы времени в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени типа УСВ-2. УСВ-2 синхронизирует часы по сигналам точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS/ГЛОНАСС). УСВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. В случае выхода из строя устройства УСВ-2 синхронизация времени выполняется по протоколу NTP от открытого тайм-сервера ФГУП «ВНИИФТРИ», подключенного к Государственному первичному эталону времени. Переключение на резервный канал синхронизации времени производится вручную.

Сервер БД уровня ИВК, периодически, но не реже 1 раз в час, сравнивает свое время со временем УСВ-2, в случае расхождения, превышающие ± 1 с производит коррекцию в соответствии со временем УСВ-2. Коррекция часов УСПД осуществляется со стороны сервера АИИС КУЭ и проводится при расхождении часов УСПД и сервера АИИС КУЭ более чем на $\pm 0,5$ с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 3 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с в сутки.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0. Идентификационные данные программного обеспечения, установленного на сервере АИИС КУЭ, приведены в таблице 1.

ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll; CalcLeakage.dll; CalcLosses.dll; Metrology.dll; ParseBin.dll; ParseIEC.dll; ParseModbus.dll; ParsePiramida.dll; SynchronSI.dll; VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132fd79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c836f557f885b737261328cd77805bd1ba748e73a9283d1e66494521f63d00b0d9fc391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca091ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Рег. № 21906-11)

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
АО «Юго-Западная ТЭЦ»					
1	Юго-Западная ТЭЦ, вывод генератора Г-20 ИК № 4	BDG 072A1 Кл. т. 0,2S 8000/1 Зав. № 1VLT5114027791; Зав. № 1VLT5114027792; Зав. № 1VLT5114027793	TJC 6-G Кл. т. 0,2 10500:√3/100√3 Зав. № 1VLT5214006729; Зав. № 1VLT5214006730; Зав. № 1VLT5214006731	Альфа А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01286987	СИКОН С70 Зав. № 07427
2	Юго-Западная ТЭЦ, вывод генератора Г-21 ИК № 5	BDG 072A1 Кл. т. 0,2S 5000/1 Зав. № 1VLT5114028036; Зав. № 1VLT5114028037; Зав. № 1VLT5114028038	TJC 6-G Кл. т. 0,2 11000:√3/100√3 Зав. № 1VLT5214006714; Зав. № 1VLT5214006715; Зав. № 1VLT5214006716	Альфа А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01286995	СИКОН С70 Зав. № 07427

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	Юго-Западная ТЭЦ, вывод генератора Г-22 ИК № 6	BDG 072A1 Кл. т. 0,2S 5000/1 Зав. № 1VLT5114028048; Зав. № 1VLT5114028050; Зав. № 1VLT5114028051	TJC 6-G Кл. т. 0,2 11000:√3/100√3 Зав. № 1VLT5214006848; Зав. № 1VLT5214006849; Зав. № 1VLT5214006850	Альфа A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01287004	СИКОН С70 Зав. № 07427
4	Юго-Западная ТЭЦ, вывод генератора Г-23 ИК № 7	BDG 072A1 Кл. т. 0,2S 5000/1 Зав. № 1VLT5114028049; Зав. № 1VLT5114028052; Зав. № 1VLT5114028053	TJC 6-G Кл. т. 0,2 11000:√3/100√3 Зав. № 1VLT5214006753; Зав. № 1VLT5214006754; Зав. № 1VLT5214006755	Альфа A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01287008	СИКОН С70 Зав. № 07427

Таблица 3 - Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
АО «Юго-Западная ТЭЦ»				
1	Юго-Западная ТЭЦ, вывод генератора Г-20 ИК № 4	активная	±0,6	±1,5
		реактивная	±1,3	±2,5
2	Юго-Западная ТЭЦ, вывод генератора Г-21 ИК № 5	активная	±0,6	±1,5
		реактивная	±1,3	±2,5
3	Юго-Западная ТЭЦ, вывод генератора Г-22 ИК № 6	активная	±0,6	±1,5
		реактивная	±1,3	±2,5
4	Юго-Западная ТЭЦ, вывод генератора Г-23 ИК № 7	активная	±0,6	±1,5
		реактивная	±1,3	±2,5

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. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 - 1,2) $I_{ном}$, частота - (50±0,15) Гц; $\cos j = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 - 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 - 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87); частота - (50±0,5) Гц;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- температура окружающего воздуха - от плюс 5 до плюс 35 °С.

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 - 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 - 1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - 0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87); частота - (50±0,5) Гц;

- относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- температура окружающего воздуха - от плюс 5 до плюс 35 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50±1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 4 - 7 от плюс 5 до плюс 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;

- УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 12$ ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

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 с помощью передачи электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Юго-Западная ТЭЦ (ПГУ-300) генерация Блок № 2 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	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	BDG 072A1	48214-11	12
Трансформатор напряжения	TJC 6-G	49111-12	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа A1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-11	4
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64028-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Юго-Западная ТЭЦ (ПГУ-300) генерация Блок № 2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2016 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»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые индустриальный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 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;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Юго-Западная ТЭЦ (ПГУ-300) генерация Блок № 2», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Юго-Западная ТЭЦ (ПГУ-300) генерация Блок № 2

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.

Изготовитель

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

ИНН 7842345538

Юридический (почтовый) адрес: 191119, г. Санкт-Петербург, ул. Днепропетровская, д.33, лит.А

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

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

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.