

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» - ПС 110 кВ Юго-Западная-1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» - ПС 110 кВ Юго-Западная-1 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и переданной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «Юго-Западная ТЭЦ», 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 измерения.

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 ТУ4228.011-29056091-06 и ТУ4228.011-29056091-11, в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя в качестве устройства сбора и передачи данных контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (далее – контроллер), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую 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».

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 контроллера, где осуществляется вычисление электрической энергии 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 контроллерам устройствам.

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

Сервер баз данных обеспечивает сбор измерительной информации с контроллеров. 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 периодически, но не реже 1 раз в час, сравнивает свое время со временем УСВ-2, в случае расхождения, превышающего ± 1 с, производит коррекцию в соответствии со временем УСВ-2. Коррекция часов контроллера осуществляется со стороны сервера АИИС КУЭ и проводится при расхождении часов контроллера и сервера АИИС КУЭ более чем на $\pm 0,5$ с. Часы счетчиков синхронизируются от часов контроллера с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и контроллера более чем на ± 3 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000».

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

Таблица 1 - Идентификационные данные 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	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счётчик	Контроллер/ УССВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.7	КЛ 110 кВ Юго-Западная ТЭЦ - Жемчужная № 1	ELK-СТО L 500/1 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 33113-06	STE/ 3/123 110000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 33110-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 1 (10) А Uном = 3х57.7/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S ГОСТ 52323-2005 по реактивной – 0,5 ТУ4228.011-29056091-09 Рег. № 31857-06	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±0,8 ±1,4	±1,0 ±1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.8	КЛ 110 кВ Юго- Западная ТЭЦ- Жемчужная № 2	ELK-СТО 500/1 0,2S ГОСТ 7746-2001 Пер. № 49474-12	EGK 170-3/VT2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ B 0,2 ГОСТ 1983-2001 Пер. № 41073-09	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3x57.7/100 В класс точности: по активной энергии –0,2S ГОСТ 52323-2005 по реактивной –0,5 ТУ4228.011-29056091-11 Пер. № 31857-11	СИКОН С70 Пер. № 28822-05/ УСВ-2 Пер. № 41681-10	активная реактивная	±0,8 ±1,4	±1,1 ±1,9

Примечания:

- 1 Характеристики границ допускаемых относительных погрешностей ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от I_{ном}, cos j = 0,8инд.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, контроллеров, УССВ 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.
- 5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии – владельце АИИС КУЭ порядке. Изменения вносят в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.
- 6 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы ±5 с.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С	от 0,98 до 1,02 от 1,0 до 1,2 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности частота, Гц температура окружающей среды, °С для ТТ и ТН, в месте расположения счетчиков в месте расположения сервера БД	от 0,9 до 1,1 от 0,2 до 1,2 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,9 до 50,1 от +5 до +30 от +5 до +30 от +21 до +25
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчиков А1800 трансформаторов тока ELK-СТО L,ELK-СТО трансформаторов напряжения STE/ 3/123, ЕКГ 170-3/VT2 сервера БД	120000 219000 219000 100000
Глубина хранения информации: счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

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

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

в журналах событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

в журнале сетевого корректора:

- 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 информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на электросчетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервер БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ АО «Юго-Западная ТЭЦ» - ПС 110 кВ Юго-Западная-1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ АО «Юго-Западная ТЭЦ» - ПС 110 кВ Юго-Западная-1 представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ELK-СТО L	3 шт.
Трансформатор тока	ELK-СТО	3 шт.
Трансформатор напряжения	STE/ 3/123	3 шт.
Трансформатор напряжения	EGK 170-3/VT2	3 шт.
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	2 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1 экз.
Паспорт-формуляр	201-738-19.ПС	1 экз.
В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений		

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МИ 3000-2018 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки».

Основные средства 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»;
- по МИ 3598-20018 Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации;
- счетчиков Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 - по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2006 г;
- счетчиков Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4 - по документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- контроллера сетевого промышленного СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 г.;
- УСВ-2– по документу ВЛСТ 237.00.001 И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки» утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в мае 2010 г.;
- модуль коррекции времени типа МКВ-02Ц (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 44097-10);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с модулем коррекции времени МКВ-02Ц;
- прибор комбинированный ТКА-ПКМ (мод.20) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 24248-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр универсальный ТПУ-2-2У (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 16373-08);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 207-738-19.МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» - ПС 110 кВ Юго-Западная-1. Свидетельство об аттестации № 1070/2203-(РА.RU.310494)-2019 от 30.04.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Юго-Западная ТЭЦ» - ПС 110 кВ Юго-Западная-1

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Юго-Западная ТЭЦ»

(АО «Юго-Западная ТЭЦ»)

ИНН 7813323258

Адрес: 198328, г. Санкт-Петербург, ул. Доблести, д.1

Телефон (факс): 8 (812) 245-35-00

E-mail: office@uztec.ru

Web-сайт: www.uztec.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311484 от 03.02.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. «___» _____ 2019 г.