

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии подстанции 500 кВ «Ново-Анжерская»
вторая очередь (АИИС КУЭ II ПС «Ново-Анжерская»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии подстанции 500 кВ «Ново-Анжерская» вторая очередь (АИИС КУЭ II ПС «Ново-Анжерская») предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и средней электрической мощности на заданных шкалой календарного времени интервалах, в целях коммерческого учета электрической энергии, преобразуемой и распределяемой в сети электропередач МЭС Сибири – филиала ОАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

АИИС КУЭ II ПС «Ново-Анжерская» (далее – "система") включает в себя два измерительных канала, предназначенных для измерения активной и реактивной электрической энергии на подстанции 500 кВ «Ново-Анжерская» по одному из присоединений ("точек учета"). Принцип действия системы состоит в измерении электрической энергии в каждом канале при помощи счетчиков с трансформаторным включением, на интервалах, заданных шкалой единого календарного времени, с последующей автоматизированной передачей результатов измерений на верхние уровни системы. Среднюю электрическую мощность определяют как частное от деления электрической энергии за соответствующий интервал времени на длительность этого интервала (как правило, длительность данного интервала составляет 30 мин).

Система является многоуровневой с иерархическим распределенным сбором и обработкой информации. Уровни системы:

- уровень точки учета (нижний уровень), который включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 и напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, вторичные измерительные цепи, многофункциональные электронные счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 52425-2005, составляющие в совокупности информационно-измерительные комплексы (ИИК);

- уровень ИВКЭ (измерительно-вычислительный комплекс электроустановки), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 и каналообразующую аппаратуру – коммутатор Ethernet (основной канал передачи информации) и GSM-модем (резервный канал); информация с данного уровня выводится на автоматизированное рабочее место (АРМ) АИИС КУЭ ПС, а также в службу АСУ ТП;

- верхний уровень (ИВК, информационно-вычислительный комплекс) включает серверы баз данных, размещенных в Кузбасском ПМЭС, г. Кемерово и МЭС Сибири-филиале ОАО «ФСК ЕЭС», г. Красноярск. Сервер МЭС Сибири – филиал ОАО «ФСК ЕЭС» (г. Красноярск) резервирует сервер ИВК, размещенный в КБПМЭС. Головным является сервер, размещенный в Кузбасском ПМЭС, г. Кемерово.

Для измерений времени используется система обеспечения единого времени (СОЕВ). Устройство синхронизации системного времени (УССВ) функционирует на базе GPS-приемника 35-HVS, подключенного к УСПД. Корректировка часов сервера производится автоматически при обнаружении рассогласования при опросе УСПД сервером (один раз в 30 мин.); корректировка часов счетчиков также производится УСПД автоматически при обнаружении рассогласования времени при опросе счетчиков.

Основные функции АИИС КУЭ II ПС «Ново-Анжерская»:

- автоматическое измерение, обработка, хранение и передача электросчетчиками измерительной информации об активной и реактивной электроэнергии по отдельным измерительным каналам, с привязкой к шкале единого календарного времени;
- накопление и хранение измерительной информации, поступающей от электросчетчиков, в УСПД и специализированной базе данных сервера системы, ведение архивов заданной структуры;
- поддержание единого системного времени с целью обеспечения синхронности измерений;
- отображение и представление информации, накопленной в базах данных системы, на автоматизированных рабочих местах (АРМ) пользователей в виде требуемых экранных форм и печатных документов;
- защита оборудования, программного обеспечения, измерительной информации и параметров конфигурации системы от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях;
- контроль и диагностика технических и программных средств системы, формирование «журналов событий» о возникновении корректирующих действий и нештатных ситуаций на всех уровнях;
- передача информации в другие информационные системы организаций-участников оптового рынка электроэнергии.

Конструктивно система включает в себя ряд обособленных узлов, соединяемых электрическими линиями связи. Измерительные трансформаторы тока и напряжения – открытой установки, размещены на ОРУ подстанции. УСПД, сервер БД, коммутационное оборудование и преобразователи интерфейсов установлены в шкафах, расположенных в специальном помещении. Автоматизированные рабочие места (АРМ) с комплексом «Альфа-Центр» установлены в службе АСУ, а также на Кузбасском ПМЭС Сибири и в МЭС Сибири, г. Красноярск.

Надежность системных решений обеспечена на каждом уровне.

Механическая устойчивость к внешним воздействиям обеспечивается защитой кабельной системы путем использования кабельных коробов, гофро- и металлорукавов, стяжек, пломбируемых кросс-коробок для монтажа кабельных соединений. Технические средства системы размещают в шкафах со степенью защиты не ниже IP51. Предусмотрена механическая защита от несанкционированного доступа, включая ограничение доступа в помещения, а также пломбирование технических средств системы.

Радиоэлектронная защита интерфейсов обеспечивается путем применения экранированных кабелей. Экранирующие оболочки заземляют в точке заземления шкафов.

Защита информации от разрушений при авариях и сбоях в электропитании системы обеспечивается применением в составе системы устройств, оснащенных энергонезависимой памятью, а также источников бесперебойного питания (в ИИК и ИВКЭ). Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления электропитания.

Защита информации от несанкционированного доступа на программном уровне включает в себя установку паролей на счетчики и УСПД. Электрические события (параметрирование, коррекция времени, включение и отключение питания и пр.) регистрируются в журналах событий счетчиков.

Перечень измерительных каналов системы с указанием измерительных компонентов и их заводских номеров представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных каналов системы

№ ИК	Наименование присоединения	ТТ	Зав. № ТТ	ТН	Зав.№ ТН	Счетчик	УСПД
16	АТ-3 110 кВ	SB 0,8 2000/1 КТ 0,2S	A:05364372 B: 05364387 C:05364393	НАМИ- 110УХЛ1 110000/100 КТ 0,2	A: 1548 B: 1501 C: 1547	EA02RALX- P4B-4 КТ 0,2S/0,5 № 01154676	RTU-325-E-512- M3-B8-Q-i2-G, №4632
17	АТ-4 110 кВ	SB 0,8 2000/1 КТ 0,2S	A: 05364362 B: 05364367 C: 05364371	НАМИ- 110УХЛ 110000/100 КТ 0,2	A: 1535 B: 1550 C: 1499	EA02RALX- P4B-4 КТ 0,2S/0,5 № 01154674	
Примечание – допускается замена измерительных компонентов на однотипные или аналогичные с метрологическими характеристиками не хуже, чем у компонентов, указанных в таблице. Замену оформляют актом, прилагаемым к настоящему описанию типа, согласно МИ 2999.							

Программное обеспечение

В системе используется измерительно-вычислительный комплекс для учета электрической энергии «Альфа-Центр». Номер версии программного обеспечения 1.30. Программное обеспечение (ПО) предназначено для сбора, хранения и автоматизированной передачи результатов измерений каждого счетчика электрической энергии на верхние уровни системы.

ПО внесено в Госреестр СИ в составе комплекса для учета электрической энергии «Альфа-Центр» под № 44595-10.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 – "С".

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния на метрологические характеристики, указанные ниже в таблице 3, нет.

Входящие в состав ПО программа-планировщик опроса и передачи данных и драйвер работы с БД могут оказать влияние на достоверность передачи измерительной информации на верхние уровни системы.

Идентификационные данные метрологически значимого программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления контрольной суммы
Программа-планировщик опроса и передачи данных	armserver.exe	1.30	1EDC36B87CD0C1415A6E2E5118520E65	MD5
Драйвер работы с БД	cdbora2.dll	1.30	32F0D6904C39F9F48936D1BB9822EC83	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение характеристики	
1	2	3
Пределы допускаемой абсолютной разности показаний часов компонентов системы, с	±5	
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (активная электрическая энергия и средняя мощность), %:	cos φ = 1	cos φ = 0,7
- каналы 16, 17	0,5	0,9
Пределы допускаемой относительной погрешности одного измерительного канала при номинальном токе нагрузки (реактивная электрическая энергия и средняя мощность), %:	sin φ = 1	sin φ = 0,7
- каналы 16, 17	0,9	1,3
Номинальное напряжение на вводах системы (линейное), В	110000	каналы 16, 17
Номинальные значения первичного тока на вводах системы, А	2000	каналы 16, 17
Показатели надежности:		
- среднее время восстановления, час	8	
- коэффициент готовности, не менее	0,95	
Условия эксплуатации:		
- электропитание компонентов системы	Стандартная сеть 220 В 50 Гц переменного тока по ГОСТ 21128-83 с параметрами по ГОСТ 13109-97.	
- температура окружающего воздуха, °С: счетчики, УСПД, АРМ измерительные трансформаторы	от 5 до 35 от минус 45 до 40	
- относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80	
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106	
Примечания: 1) для тока нагрузки, отличающегося от номинального, относительная погрешность ИК может быть рассчитана при соответствующих значениях погрешностей компонентов по формуле, приведенной в методике поверки МП 09-262-2011; 2) полную погрешность измерений электрической энергии и электрической мощности рассчитывают в соответствии с утвержденной методикой измерений.		

Знак утверждения типа

наносят печатным способом на титульный лист формуляра и способом наклейки на переднюю панель шкафа низковольтного комплектного устройства, в котором установлено УСПД.

Комплектность средства измерений

Комплектность системы приведена в проектной документации. В комплект поставки входят техническая документация на систему и ее компоненты, методика поверки. Сведения об измерительных компонентах и их номера по Государственному реестру СИ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Измерительные компоненты системы

Наименование	Обозначение	Кл.т.	Кол.	Примечание
Трансформатор напряжения	НАМИ-110УХЛ1	0,2	6	№ ГР СИ 24218-03
Трансформатор тока	SB 0,8	0,2	6	№ ГР СИ 20951-06
Счетчик электронный	EA02RALX-P4B-4	0,2s/0,5	2	№ ГР СИ 16666-07
УСПД	RTU-325		1	№ ГР СИ 37288-08
ИВК	Альфа-Центр		1	№ ГР СИ 44595-10

Поверка

осуществляется по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии подстанции 500 кВ «Ново-Анжерская» вторая очередь (АИИС КУЭ II ПС «Ново-Анжерская»). Методика поверки МП 10-262-2011», утвержденному ФГУП «УНИИМ» в октябре 2011 г.

Эталоны, применяемые при поверке:

Эталонный трансформатор тока (0,5 – 3000) А, кл. точности 0,05 (ИТТ 3000.5);

Эталонный трансформатор напряжения (110-220) кВ, кл. точности не хуже 0,1 (NVOS 220);

Прибор сравнения с абс. погрешностью не более 0,002 % и 0,2' (КНТ-03);

Эталонный счетчик кл. точности 0,1 (ZERA TPZ 308, ЦЭ6802);

Источник сигналов точного времени, погрешность не более 0,01 с (интернет-ресурс www.ntp1.imvp.ru).

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений представлена в документе "Методика измерений электрической энергии и электрической мощности АИИС КУЭ II ПС "Ново-Анжерская". Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 262.0330/01.00258/2011 от 05.09.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии подстанции 500 кВ «Ново-Анжерская» вторая очередь (АИИС КУЭ II ПС «Ново-Анжерская»)

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 сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций (подпункт 7 пункта 3 статьи 1 Федерального Закона № 102 – ФЗ «Об обеспечении единства измерений»)

Изготовитель

Магистральные электрические сети Сибири – филиал открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (МЭС Сибири – филиал ОАО «ФСК ЕЭС»)

Адрес: 660099, г. Красноярск, ул. Ады Лебедевой, 117

Тел. (3912) 65-95-00, факс: (3912) 65-96-04

E-mail: adm@sibmes.ru

<http://www.fsk-ees.ru>

Заявитель

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

Адрес: 660049, г. Красноярск, ул. Карла Маркса, 48

Тел./факс (3912) 295-17-04

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «Уральский научно – исследовательский институт метрологии» (ГЦИ СИ ФГУП «УНИИМ»),

620000, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, 4

Аттестат аккредитации № 30005 – 11 от 03 августа 2011 г.

Тел./факс (343) 350 – 26 – 18 / (343) 350 – 20 – 39

E-mail: uniim@uniim.ru

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

Аккредитован в соответствии с требованиями Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30005-11. Аттестат аккредитации от 03.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«_____» _____ 2012 г.