

Приложение № 24
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» декабря 2020 г. № 2120

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ НПС Нововеличковская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ НПС Нововеличковская (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения 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, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее по тексту – УСПД), устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ), входящее в УСПД ЭКОМ-3000, и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее по тексту – сервер БД) АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее по тексту – ПО) ПК «Энергосфера», автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее по тексту – 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 преобразуют 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД посредством локальной вычислительной сети (далее по тексту – ЛВС) интерфейса Ethernet поступает на сервер БД, где происходит вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера БД информация передается на АРМ.

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной подписью (далее - ЭП) субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в необходимом формате.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК и включает в себя УСВ (входящее в состав УСПД) на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УСВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов УСПД с сигналами точного времени. Коррекция часов сервера АИИС КУЭ происходит от УСПД. Сравнение времени сервера АИИС КУЭ с временем УСПД осуществляется при каждом опросе. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера АИИС КУЭ и часов УСПД более, чем на ± 1 с. Коррекция часов счетчиков происходит от УСПД. Сравнение времени УСПД с временем счетчиков происходит при каждом сеансе связи. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении с временем УСПД более, чем на ± 2 с. Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отображают факты: время (дата, часы, минуты, секунды) 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 ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2BB7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т1	ТОГФ-110 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 61432-15	ЗНОГ-110 Кл. т. 0,2 КТН 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14 / НР BL460c Gen8	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,5
2	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т2	ТОГФ-110 Кл. т. 0,2S КТТ 200/5 Рег. № 61432-15	ЗНОГ-110 Кл. т. 0,2 КТН 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,5
3	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.104, Ввод №1 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,7
						реактивная	±2,6	±4,3
4	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.204, Ввод №2 6 кВ	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 30709-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,7
						реактивная	±2,6	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, ЩСН-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ТСН №1	Т-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14 / НР BL460с Gen8	активная	±0,4	±1,4
						реактивная	±1,0	±2,6
6	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, ЩСН-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, ТСН №2	Т-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 200/5 Рег. № 67928-17	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±0,4	±1,4
						реактивная	±1,0	±2,6
7	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.107	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,7
						реактивная	±2,6	±4,3
8	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.106	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,7
						реактивная	±2,6	±4,3
9	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.105	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		активная	±1,1	±2,7
						реактивная	±2,6	±4,3
10	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.205	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	активная	±1,1	±2,7	
					реактивная	±2,6	±4,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.206	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1000/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,7 ±4,3
12	ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.207	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	/ НР BL460с Gen8	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±2,7 ±4,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	
<p>Примечания:</p> <p>1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>3. Погрешность в рабочих условиях указана: ИК №№ 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 - $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$; ИК №№ 5, 6 - $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=0,01 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 12 от 0 до плюс 40 °С.</p> <p>4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.</p> <p>5. 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.</p> <p>6. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>7. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p>								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
<p>Нормальные условия:</p> <p>Параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C 	<ul style="list-style-type: none"> от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>Параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ ИК №№ 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 ИК №№ 5, 6 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C 	<ul style="list-style-type: none"> от 90 до 110 от 2 до 120 от 1 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{смк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30 от -30 до +50
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<ul style="list-style-type: none"> 220000 2 100000 24 70000 1
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<ul style="list-style-type: none"> 114 40 45 10 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 пере-

даваться в организации—участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:

- связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадаания и восстановления.

– журнал УСПД:

- ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- попыток несанкционированного доступа;
- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
- перезапусков ИВКЭ;
- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- результатов самодиагностики;
- отключения питания.

– журнал сервера:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывы электропитания;
- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

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 состоянии средств измерений;

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ НПС Нововеличковская типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/ Обозначение	Количество, шт./ Экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОГФ-110	6
Трансформатор тока	ТЛП-10	6
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	18
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ-6	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер	НР ВL460с Gen8	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП СМО-3006-2020	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.697 ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП СМО-3006-2020 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ НПС Нововеличковская. Методика поверки», утвержденному АО «РЭС Групп» 01.07.2020 г.

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;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 (Рег. № 36697-17) – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации», Часть 2 «Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03 апреля 2017 г.;

- УСПД ЭКОМ-3000 (рег. № 17049-14) – по документу ПБКМ.421459.007 МП «Устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000». Методика поверки», согласованному с ФГУП «ВНИИМС» 20 апреля 2014 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02, Рег. (№ 46656-11);

- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, (Рег. № 39952-08);

- миллитесламетр Ш1-15У, (Рег. № 37751-08);
- термогигрометр «Ива-6Н-Д», (Рег. № 46434-11);
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6, (Рег. № 257-49).

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ НПС Нововеличковская, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ НПС Нововеличковская

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 «Прософт-Системы»
(ООО «Прософт-Системы»)
ИНН 6660149600
Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а
Телефон: +7 (343) 356-51-11
Факс: +7 (343) 310-01-06
E-mail: info@prosoftsystems.ru

Заявитель

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»
(АО «РЭС Групп»)
ИНН 3328489050
Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9
Телефон: 8 (4922) 22-21-62
Факс: 8 (4922) 42-31-62
E-mail: post@orem.su
Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.