

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Яйвинской ГРЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Яйвинской ГРЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения, которая состоит из 28 измерительных каналов (ИК).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – комплексы измерительно-информационные (ИИК), включающие в себя трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S, 0,5S и 0,5, трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2 и 0,5, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S в части измерения активной электроэнергии и класса точности 0,5 в части измерения реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), созданный на основе устройств сбора и передачи данных (УСПД) типа ЭКОМ-3000, и включающий в себя источники бесперебойного питания и технические средства приема-передачи данных.

УСПД обеспечивает сбор данных со счетчика, расчет и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу посредством интерфейса Ethernet этой информации на уровень ИВК. Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), установленный в центре сбора и передачи данных (ЦСОД). ИВК создан на основе сервера опроса и сервера базы данных с установленным на них программным обеспечением (ПО) «Энергосфера», источника бесперебойного питания и технических средства приема-передачи данных.

Этот уровень обеспечивает сбор информации (результаты измерений, журнал событий) с уровня ИВКЭ, обработку данных и их архивирование, хранение информации в базах данных серверов, доступ к информации и передачу данных третьим лицам.

Для работы с системой на уровне подстанции предусматривается организация автоматизированных рабочих мест (АРМ) ПС.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет различные вычисления для получения всех необходимых величин. С выходов измерительной

микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии. Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60 минут.

Каждые 30 минут УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485. С удаленных электроустановок опрос счетчиков осуществляется по коммутируемому каналу сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц. При отказе каналов связи или выходе из строя УСПД, специалисты, обслуживающие систему, могут осуществлять сбор информации со счетчиков с применением переносного инженерного пульта (ПИП) и оптического порта с дальнейшим восстановлением информации о приращениях электроэнергии путем копирования собранных данных с ПИП в базу данных (БД) сервера АИИС КУЭ.

Данные, полученные от счетчиков, обрабатываются. Все первичные, расчетные и диагностические данные сохраняются в архивах. УСПД при необходимости объединяет измерения в единые групповые измерения, соответствующие конкретным объектам.

Любые данные, хранимые в архивах УСПД, могут просматриваться с помощью средств АРМ или передаваться в системы высшего уровня (ИВК) по соответствующему протоколу. Передача происходит по запросу системы высшего уровня.

Коммуникационный сервер опроса ИВК ЦСОД раз в 30 минут автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных сервера БД ИВК. В сервере БД ИВК ЦСОД информация о результатах измерений приращений электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на «жестком» диске сервера БД по каждому параметру.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе GPS-приемников сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). GPS-приемник входит в состав каждого УСПД типа ЭКОМ-3000. Время часов УСПД синхронизировано со временем GPS-приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет синхронизацию времени часов сервера и счетчиков. Сличение времени часов сервера БД со временем часов УСПД осуществляется каждые 60 мин, и корректировка времени часов сервера выполняется при расхождении времени часов сервера и УСПД ± 2 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов УСПД осуществляется каждые 30 мин, корректировка времени часов счетчиков выполняется при расхождении времени часов счетчиков и УСПД ± 2 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО на базе программного комплекса (ПК) «Энергосфера».

ПК «Энергосфера» предназначен для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счётчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений, Доступ к ПК «Энергосфера» с целью параметрирования и считывания данных защищен паролями ПК «Энергосфера» и паролем операционной системы в соответствии с правами доступа.

Программное обеспечение счетчиков электрической энергии защищено от параметрирования и считывания данных паролями в соответствии с правами доступа.

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является программный модуль сервера опроса «Библиотека» с наименованием файла pso_metr.dll. Данный модуль выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1.97.3888
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 соответствует уровню «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Канал измерений		Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ				
Номер ИК	Наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №)		Обозначение, тип		УСПД
		ТТ	ТН	А	В	
1	2	3		4		5
1	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка №18	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 Рег. № 32123-06	А	ТВ-110-ХІІІ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				В	ТВ-110-ХІІІ	
				С	ТВ-110-ХІІІ	
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1	
				В	НАМИ-220 УХЛ1	
				С	НАМИ-220 УХЛ1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4				
2	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка №17	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 Рег. № 32123-06	А	ТВ-110-ХІІІ	
				В	ТВ-110-ХІІІ	
				С	ТВ-110-ХІІІ	
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	А	НАМИ-220 УХЛ1	
				В	НАМИ-220 УХЛ1	
				С	НАМИ-220 УХЛ1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
3	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка №20	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 Рег. № 32123-06	A	ТВ-110-ХІІІ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-09
				B	ТВ-110-ХІІІ	
				C	ТВ-110-ХІІІ	
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	
				B	НАМИ-220 УХЛ1	
				C	НАМИ-220 УХЛ1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4				
4	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка № 1	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 28930-05	A	ВСТ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
				B	ВСТ	
				C	ВСТ	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
5	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка № 3	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 29195-05	A	СТДИ-300/4000-1/5	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
				B	СТДИ-300/4000-1/5	
				C	СТДИ-300/4000-1/5	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
6	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка № 5	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 28930-05	A	ВСТ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
				B	ВСТ	
				C	ВСТ	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
7	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка № 7	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 28930-05	A	ВСТ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
				B	ВСТ	
				C	ВСТ	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
8	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка № 9	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 28930-05	A	ВСТ	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
				B	ВСТ	
				C	ВСТ	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
9	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка № 11	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 16023-97	A	ТФМ-110	
				B	ТФМ-110	
				C	ТФМ-110	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
10	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка № 13	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 30489-05	A	TG 145 N	
				B	TG 145 N	
				C	TG 145 N	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
11	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка № 17	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 55006-13	A	SB 0,8	
				B	SB 0,8	
				C	SB 0,8	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
12	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка № 19	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 2793-71	A	ТФНД-110-II	
				B	ТФНД-110-II	
				C	ТФНД-110-II	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
13	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка №21	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 2793-71	A	ТФНД-110-II	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
				B	ТФНД-110-II	
				C	ТФНД-110-II	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
14	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ячейка №15	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 30489-09	A	TG145 N1	
				B	TG145 N1	
				C	TG145 N1	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	A	НКФ-110-57 У1	
				B	НКФ-110-57 У1	
				C	НКФ-110-57 У1	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
15	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка №2	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 3694-73	A	ТФНД-220-I	
				B	ТФНД-220-I	
				C	ТФНД-220-I	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 1382-60	A	НКФ-220-58	
				B	НКФ-220-58	
				C	НКФ-220-58	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
16	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка №12	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 3694-73	A	ТФНД-220-I	
				B	ТФНД-220-I	
				C	ТФНД-220-I	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 1382-60	A	НКФ-220-58	
				B	НКФ-220-58	
				C	НКФ-220-58	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
17	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка №5	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 30489-05	A	TG 245	
				B	TG 245	
				C	TG 245	
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 1382-60	A	НКФ-220-58	
				B	НКФ-220-58	
				C	НКФ-220-58	
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5		
18	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка №4	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 3694-73	A	ТФНД-220-I	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		
				B	ТФНД-220-I			
				C	ТФНД-220-I			
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 1382-60	A	НКФ-220-58			
				B	НКФ-220-58			
				C	НКФ-220-58			
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
		19	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка №7	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 3694-73		A	ТФНД-220-I
							B	ТФНД-220-I
C	ТФНД-220-I							
ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 1382-60			A	НКФ-220-58			
				B	НКФ-220-58			
				C	НКФ-220-58			
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 31857-11			A1802RAL-P4GB-DW-4				
20	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка №6			ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 3694-73		A	ТФНД-220-I
							B	ТФНД-220-I
		C	ТФНД-220-I					
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 1382-60	A	НКФ-220-58			
				B	НКФ-220-58			
				C	НКФ-220-58			
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
		21	Яйвинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ячейка №13	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 3694-73		A	ТФНД-220-I
							B	ТФНД-220-I
C	ТФНД-220-I							
ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 220000:√3/100:√3 Рег. № 1382-60			A	НКФ-220-58			
				B	НКФ-220-58			
				C	НКФ-220-58			
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 31857-11			A1802RAL-P4GB-DW-4				
22	Яйвинская ГРЭС, ТГ 1 (18 кВ)			ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Рег. № 1837-63	A	ТШЛ 20	
						B	ТШЛ 20	
		C	ТШЛ 20					
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 18000:√3/100:√3 Рег. № 1593-62	A	ЗНОМ-15			
				B	ЗНОМ-15			
				C	ЗНОМ-15			
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5		
23	Яйвинская ГРЭС, ТГ 2 (18 кВ)	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Рег. № 1837-63	A	ТШЛ 20	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		
				B	ТШЛ 20			
				C	ТШЛ 20			
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 18000:√3/100:√3 Рег. № 1593-62	A	ЗНОМ-15			
				B	ЗНОМ-15			
				C	ЗНОМ-15			
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
		24	Яйвинская ГРЭС, ТГ 3 (18 кВ)	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Рег. № 1837-63		A	ТШЛ 20
							B	ТШЛ 20
C	ТШЛ 20							
ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 18000:√3/100:√3 Рег. № 1593-62			A	ЗНОМ-15			
				B	ЗНОМ-15			
				C	ЗНОМ-15			
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11			A1802RAL-P4GB-DW-4				
25	Яйвинская ГРЭС, ТГ 4 (18 кВ)			ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Рег. № 1837-63	A	ТШЛ 20	
						B	ТШЛ 20	
		C	ТШЛ 20					
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 18000:√3/100:√3 Рег. № 1593-62	A	ЗНОМ-15			
				B	ЗНОМ-15			
				C	ЗНОМ-15			
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
		26	Яйвинская ГРЭС, ТГ 5 (20 кВ)	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 18000/1 Рег. № 41964-09	A	JKQ-940C	
						B	JKQ-940C	
C	JKQ-940C							
ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 20000:√3/100:√3 Рег. № 36413-07			A	TJC 6			
				B	TJC 6			
				C	TJC 6			
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-06			A1802RAL-P4GB-DW-4				
27	Яйвинская ГРЭС, Щит-0,4 кВ НОВ, Ввод 1 (от трансформатора Т78)			ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 15173-01	A	ТШП-0,66	
						B	ТШП-0,66	
		C	ТШП-0,66					
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4				
						ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5
28	Яйвинская ГРЭС, Щит-0,4 кВ НОВ, Ввод 2 (от трансформатора Т79)	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 15173-01	А	ТШП-0,66	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14
				В	ТШП-0,66	
				С	ТШП-0,66	
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Рег. № 31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4		

Примечания

1 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.

2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номера однотипных ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1 – 3, 26	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
4 – 8, 10, 11, 17	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
9, 12, 13, 15, 16, 18 - 25	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
14	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
27, 28	Активная	0,8	5,3
	Реактивная	1,9	2,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ($\pm\Delta$), с		5	
Примечания:			
1 Характеристики погрешности 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 $2(5)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК АИИС КУЭ	28
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83 	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,87</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ <p>температура окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД <p>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2(5) до 120</p> <p>от 0,5 инд до 0,8 емк</p> <p>от -25 до +40</p> <p>от -40 до +65</p> <p>от 0 до +40</p> <p>0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки до отказа, ч, - среднее время восстановления работоспособности, ч, <p>УСПД ЭКОМ-3000 (Рег. № 17049-09):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД ЭКОМ-3000 (Рег. № 17049-14):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>120000</p> <p>72</p> <p>75000</p> <p>24</p> <p>100000</p> <p>24</p> <p>0,99</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>ИВКЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>45</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью системы гарантированного электропитания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по двум каналам связи;

Журналы событий счетчиков электроэнергии фиксируют время и даты наступления событий:

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

В Журнале событий ИВКЭ автоматически фиксируются время и даты наступления следующих событий:

- 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, величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - результатов самодиагностики;
- отключения питания.

Журнал событий ИВК фиксирует:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величину синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.,

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных измерительных цепей;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТВ-110-ХШ	9 шт.
Трансформаторы тока встроенные	ВСТ	12 шт.
Трансформаторы тока	СТДИ-300/4000-1/5	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	TG 145 N	3 шт.
Трансформаторы тока	SB 0,8	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-110-II	6 шт.
Трансформаторы тока	TG145 N1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-220-I	18 шт.
Трансформаторы тока	TG 245	3 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ 20	12 шт.
Трансформаторы тока	JKQ-940C	3 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	6 шт.
Трансформаторы напряжения однофазные	ЗНОМ-15	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ТЭС 6	3 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	28 шт.
УСПД	ЭКОМ-3000	2 шт.
Методика поверки	МП 206.1-147-2018	1 экз.
Паспорт-формуляр	Э-2864-1-ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-147-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Яйвинской ГРЭС. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 18.07.2018 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 и/или по МИ 2845-2003 ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;

– по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

– по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

– для счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05.2006 г.;

– для счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденным в 2012 г.;

– для УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;

– для УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом ПБКМ.421459.007 МП «Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000». Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 20.04.2014 г.;

– радиочасы МИР РЧ-01, рег. № 27008-04;

– термогигрометр «CENTER» (мод. 315), рег. № 22129-09.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Яйвинской ГРЭС», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Яйвинской ГРЭС

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 «Энрима-Системс»

(ООО «Энрима-Системс»)

ИНН 5906124484

Юридический адрес: 614017, Пермский край, г. Пермь, ул. Уральская, д. 93

Адрес: 614033, Пермский край, г. Пермь, ул. Куйбышева, д. 118, офис 402

Телефон/факс: +7 (342) 249-48-38

Web-сайт: www.enrima.ru

E-mail: info@enrima.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7736042404

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.