

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новогорьковской ТЭЦ ОАО "ТГК-6"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новогорьковской ТЭЦ ОАО «ТГК-6» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии "АльфаЦЕНТР" (Госреестр № 44595-10), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс точки учета (далее по тексту – ИВК ТУ), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – Сч. или счетчики) и вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановок (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) RTU-327 (Госреестр № 41907-09), устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) УССВ - 16HVS, линии связи сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, автоматизированное рабочее место (далее по тексту – АРМ) оператора ИВКЭ.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) HP ProLiant DL380R07 (заводской номер CZ2110076V) с установленным серверным программным обеспечением (далее по тексту – ПО) "АльфаЦЕНТР", а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Устройства 3-го уровня АИИС КУЭ установлены в Центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) АИИС КУЭ ОАО «ТГК-6».

Вспомогательное оборудование – автоматизированное рабочее место оператора (далее по тексту – АРМ) с установленным клиентским ПО "АльфаЦЕНТР", монитор, комплект устройств интерактивного ввода-вывода.

С помощью WEB интерфейса архитектуры Ethernet и сетевого оборудования сервер ИВК, АРМ оператора АИИС и УСПД уровня ИВКЭ включены в локальную вычислительную сеть (ЛВС) ОАО «ТГК-6».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (не реже 1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков и УСПД в базу данных ИВК.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК.

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). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию часов устройств АИИС КУЭ. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. Сигналы точного времени формируются источником точного времени – GPS-приемником, присоединенным к УСПД. Коррекция отклонений встроенных часов счетчика и сервера осуществляется при помощи синхронизации часов устройств с единым временем, поддерживаемым часами УСПД.

Сличение часов счетчика и сервера с временем часов УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени часов счетчика и сервера на величину более $\pm 1,0$ с.

Факты коррекции шкал времени часов компонентов АИИС КУЭ регистрируются в журналах событий счетчика, УСПД, сервера.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО УСПД, ПО сервера ИВК, ПО АРМ на основе пакета программ «АльфаЦЕНТР» и программное обеспечение MS Windows Server 2008 (MS Windows Server 2008 R2 Standard), СУБД (Oracle 11).

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологически значимые модули ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
«Альфа-ЦЕНТР», разработчик ООО «Эльстер-Метроника», г. Москва	11.07.01.01	0e90d5de7590bbd89594906c8df82ac2	ifrun60.EXE	MD5
	3.33	bdfcb945514d356184f074c5165d6396	trtu.exe	
	2.10.3	988ea622f2bac8742797ae66dff5662	ACTaskManager.exe	
	2.5.11.143	89307e9dfb9d6631884bf50942862fbf	ACUtils.exe	
	2.10.5	432c31f2bf5d4981a5c7946820fbс205	Center.Modules.XML.dll	
Программный модуль УСВ	1.0.1.0	676a02084cfdc8ac2159fc500afe29e1	GPSReader.exe	

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 счетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новогорьковской ТЭЦ ОАО "ТГК-6".

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новогорьковской ТЭЦ ОАО "ТГК-6" в рабочих условиях эксплуатации приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав первого уровня ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав 1-2 го уровня ИИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1.1	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110, яч.4, ВЛ-119	ТОГ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 31Д10; 41Д4; 77Д6 Госреестр № 49001-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 9320; 9321; 9322 (Зав. № 9323; 9324; 9325) Госреестр № 24218-13	EA05RAL-P3B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01133787 Госреестр № 16666-07	RTU-327 Зав. № 006178 Госреестр № 41907-09
1.2	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110, яч.8, ВЛ-135	ТОГ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 53Д6; 55Д5; 58Д7 Госреестр № 49001-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 9323; 9324; 9325 (Зав. № 9320; 9321; 9322) Госреестр № 24218-13	EA05RAL-P3B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01133807 Госреестр № 16666-07	
1.3	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110, яч.12, ВЛ «ТЭЦ Пропилен»	GSR кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 07-021478; 07-021490; 07-021475 Госреестр № 25477-03	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2461; 1907; 2317 Госреестр № 26452-04 (НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 9323; 9324; 9325 Госреестр № 24218-13)	EA05RL-P3B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01132405 Госреестр № 16666-07	
1.4	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110, яч.14, ВЛ-114	ТРГ-110 П* кл.т 0,2 Ктт = 600/5 Зав. № 2087; 2086; 2088 Госреестр № 26813-06	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2461; 1907; 2317 Госреестр № 26452-04 (НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 9323; 9324; 9325 Госреестр № 24218-13)	EA05RAL-P3B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01133837 Госреестр № 16666-07	
1.5	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110, яч.17, ВЛ «ТЭЦ Кудьма»	ТРГ-110 П* кл.т 0,2 Ктт = 600/5 Зав. № 2080; 2081; 2082 Госреестр № 26813-06	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2461; 1907; 2317 Госреестр № 26452-04 (НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 9323; 9324; 9325 Госреестр № 24218-13)	EA05RAL-P3B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01133873 Госреестр № 16666-07	
1.6	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110, яч.22, ВЛ «БВК»	GSR кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 07-021476; 07-021479; 07-021488 Госреестр № 25477-03	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2461; 1907; 2317 Госреестр № 26452-04 (НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 9323; 9324; 9325 Госреестр № 24218-13)	EA05RL-P1B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01133890 Госреестр № 16666-07	
1.9	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3Ш	ТПОЛ35 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 1367; 1185 Госреестр № 5717-76	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 919 Госреестр № 380-49	A1802-RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01266180 Госреестр № 31857-11	
1.11	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 12Ш	ТПШ-10-3 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 4054; 4068 Госреестр № 30709-06	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 919 Госреестр № 380-49	A1802-RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01272051 Госреестр № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.12	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 19Ш	ТПОФ10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 110061; 110035 Госреестр № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2487 Госреестр № 380-49	A1802-RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01266181 Госреестр № 31857-11	RTU-327 Зав. № 006178 Госреестр № 41907-09
1.17	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 41Ш	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 6341; 0199 Госреестр № 2473-05	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1700 Госреестр № 380-49	A1802-RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01270064 Госреестр № 31857-11	
1.18	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110, яч.23, КВЛ 110 ТЭЦ - Кудьма 2	ТАТ кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 Зав. № GD13/632P109402; GD13/632P109405; GD13/632P109403 Госреестр № 29838-11	ОТЕФ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 2013/142692003001; 2013/142692003003; 2013/142692003002 Госреестр № 29686-05 (НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 2461; 1907; 2317 Госреестр № 26452-04)	A1802-RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01270061 Госреестр № 31857-11	
1.19	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110, яч.24, ВЛ 110 ТЭЦ - Кудьма 3	ТАТ кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 Зав. № GD13/632P109404; GD13/632P109401; GD13/632P109406 Госреестр № 29838-11	ОТЕФ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 2013/142692003001; 2013/142692003003; 2013/142692003002 Госреестр № 29686-05 (НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 2461; 1907; 2317 Госреестр № 26452-04)	A1802-RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01270052 Госреестр № 31857-11	
1.51	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110, яч.2, ШОВ-1	GSR кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 07-021466; 07-021468; 07-021465 Госреестр № 25477-03	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 9320; 9321; 9322 (Зав. № 9323; 9324; 9325) Госреестр № 24218-13	EA05RAL-P3B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01133783 Госреестр № 16666-07	
1.52	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110, яч.18, ШОВ-2	GSR кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 07-021467; 07-021470; 07-021469 Госреестр № 25477-03	НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 2461; 1907; 2317 Госреестр № 26452-04 (НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 9323; 9324; 9325 Госреестр № 24218-13)	EA05RAL-P3B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01133795 Госреестр № 16666-07	
2.1	Новогорьковская ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 1С-35, яч. 6 ввод с «7Т»	4МС7 кл.т 0,2S Ктт = 2000/5 Зав. № 09/30571680; 09/30571679; 09/30571678 Госреестр № 35056-07	4МТ12-40,5 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 09/30573030; 09/30573031; 09/30572032 Госреестр № 35057-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 1197091 Госреестр № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2.2	Новогорьковская ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 1С-35, яч. 11 ввод с «1Т»	4МС7 кл.т 0,2S Ктт = 1250/5 Зав. № 09/30578132; 09/30578128; 09/30578131 Госреестр № 35056-07	4МТ12-40,5 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 09/30573030; 09/30573031; 09/30572032 Госреестр № 35057-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 1197092 Госреестр № 31857-11	RTU-327 Зав. № 006178 Госреестр № 41907-09
2.3	Новогорьковская ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 2С-35, яч. 14 ввод с «2Т»	4МС7 кл.т 0,2S Ктт = 1250/5 Зав. № 09/30578133; 09/30578129; 09/30578130 Госреестр № 35056-07	4МТ12-40,5 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 09/30573027; 09/30573028; 09/30573029 Госреестр № 35057-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 1197093 Госреестр № 31857-11	
2.4	Новогорьковская ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 2С-35, яч. 19 ввод с «6Т»	4МС7 кл.т 0,2S Ктт = 2000/5 Зав. № 09/30571682; 09/30571681; 09/30571683 Госреестр № 35056-07	4МТ12-40,5 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 09/30573027; 09/30573028; 09/30573029 Госреестр № 35057-07	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 1197090 Госреестр № 31857-11	
2.5	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1С-6, фидер «2Ш»	ТПОЛ20 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 1204; 1218 Госреестр № 5716-91	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 919 Госреестр № 380-49	A2R-3-OL-C25-T+ кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1051456 Госреестр № 14555-02	
2.6	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2С-6, фидер «27Ш»	ТПОЛ20 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 1187; 1219 Госреестр № 5716-91	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2487 Госреестр № 380-49	A2R-3-OL-C25-T+ кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1051455 Госреестр № 14555-02	
2.7	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3С-6, фидер «38Ш»	ТПОФ10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 120316; 120218 Госреестр № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1700 Госреестр № 380-49	A2R-3-OL-C25-T+ кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1051465 Госреестр № 14555-02	
2.8	Новогорьковская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ ГЩУ панель № 5	Т-0,66 М У3 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 116472; 116442; 116441 Госреестр № 36382-07	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1204734 Госреестр № 31857-11	
2.9	Новогорьковская ТЭЦ, РУ-0,4 кВ ГЩУ панель № 13	Т-0,66 М У3 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 047856; 047857; 116473 Госреестр № 36382-07	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1204735 Госреестр № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3.15	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 36Ш	ТПОФ10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 120515; 120038 Госреестр № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1700 Госреестр № 380-49	A1802-RALQ- P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01266182 Госреестр № 31857- 11	RTU-327 Зав. № 006178 Госреестр № 41907-09
3.21	Новогорьковская ТЭЦ, РУ-220 кВ, яч.7, ВЛ 220 кВ Нижегородская - Новогорьковская ТЭЦ	CTSG кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 Зав. № В105- СТ/022/AD31; В105-СТ/024/AD31; В105-СТ/023/AD31 Госреестр № 30091- 05	UDP 245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № В105- VT/004/AD31; В105-VT/005/AD31; В105-VT/009/AD31 Госреестр № 31802- 06	A1802-RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01270086 Госреестр № 31857- 11	
3.22	Новогорьковская ТЭЦ, РУ-220 кВ, яч.4, ВЛ 220 кВ Зелецино - Новогорьковская ТЭЦ	CTSG кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 Зав. № В105- СТ/019/AD31; В105-СТ/020/AD31; В105-СТ/021/AD31 Госреестр № 30091- 05	UDP 245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № В105- VT/001/AD31; В105-VT/002/AD31; В105-VT/003/AD31 Госреестр № 31802- 06	A1802-RAL-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01270087 Госреестр № 31857- 11	
1	Новогорьковская ТЭЦ, Г-1	RING-CORE кл.т 0,2S Ктт = 10000/1 Зав. № 1000492381; 1000492382; 1000492383 Госреестр № 44216- 10	УКМ 24/3 кл.т 0,2 Ктн = (15000/√3)/(100/√3) Зав. № 470020110; 470020111; 470020112 Госреестр № 44598- 10	A1802RLXQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01270090 Госреестр № 31857- 11	
2	Новогорьковская ТЭЦ, Г-2	RING-CORE кл.т 0,2S Ктт = 10000/1 Зав. № 1000492378; 1000492379; 1000492380 Госреестр № 44216- 10	УКМ 24/3 кл.т 0,2 Ктн = (15000/√3)/(100/√3) Зав. № 470020101; 470020108; 470020109 Госреестр № 44598- 10	A1802RLXQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01270091 Госреестр № 31857- 11	
3	Новогорьковская ТЭЦ, Генератор 6	ТШВ15 кл.т 0,5 Ктт = 6000/5 Зав. № 298; 164; 151 Госреестр № 5718- 76	ЗНОМ-15-63 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 60704; 60698; 60703 Госреестр № 1593- 70	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01250603 Госреестр № 31857- 11	
5	Новогорьковская ТЭЦ, Генератор 8	ТШ 20 кл.т 0,2 Ктт = 8000/5 Зав. № 622; 616; 589 Госреестр № 8771- 00	ЗНОМ-20-63 кл.т 0,5 Ктн = (18000/√3)/(100/√3) Зав. № 57930; 57928; 57717 Госреестр № 51674- 12	A1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01250602 Госреестр № 31857- 11	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{I(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 1.18, 1.19, 3.21, 3.22 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,1	±1,4	±1,1	±1,1
3, 1.9, 1.12, 3.15, 1.17 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
1.51, 1.52, 1.3, 1.6 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±2,4	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±5,7	±3,4	±2,6	±2,6
1.1, 1.2 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±2,0	±1,5	±1,5	±1,5
	0,9	±2,1	±1,6	±1,5	±1,5
	0,8	±2,2	±1,7	±1,6	±1,6
	0,7	±2,4	±1,9	±1,7	±1,7
	0,5	±2,9	±2,4	±2,0	±2,0
2.1, 2.2, 2.3, 2.4 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,7	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
1.4, 1.5 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	-	±1,8	±1,6	±1,5
	0,8	-	±2,0	±1,6	±1,6
	0,7	-	±2,2	±1,8	±1,7
	0,5	-	±2,9	±2,1	±2,0
2.5, 2.6, 2.7 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
2.8, 2.9 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	±2,3	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±2,7	±1,7	±1,5	±1,5
	0,8	±3,2	±2,0	±1,6	±1,6
	0,7	±3,8	±2,3	±1,8	±1,8
	0,5	±5,6	±3,2	±2,3	±2,3
1.11 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
5 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	±1,2	±1,0	±0,9
	0,9	-	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	-	±1,5	±1,1	±1,1
	0,7	-	±1,7	±1,3	±1,2
	0,5	-	±2,4	±1,7	±1,6
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2, 1.18, 1.19, 3.21, 3.22 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±0,9	±0,7	±0,7
	0,7	±1,3	±0,8	±0,6	±0,6
	0,5	±1,1	±0,6	±0,5	±0,5
3, 1.9, 1.12, 3.15, 1.17 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	-	±4,3	±2,3	±1,7
	0,7	-	±3,4	±1,9	±1,4
	0,5	-	±2,4	±1,4	±1,1
1.51, 1.52, 1.3, 1.6 (Сч. 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±7,4	±5,2	±4,6	±4,2
	0,8	±5,7	±4,5	±3,8	±3,8
	0,7	±5,0	±4,2	±3,6	±3,6
	0,5	±4,4	±3,9	±3,4	±3,4
1.1, 1.2 (Сч. 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±4,7	±4,3	±4,2	±3,8
	0,8	±4,2	±4,0	±3,5	±3,5
	0,7	±4,0	±3,9	±3,4	±3,4
	0,5	±3,8	±3,7	±3,3	±3,3
2.1, 2.2, 2.3, 2.4 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±2,6	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±1,8	±1,3	±1,1	±1,1
	0,7	±1,5	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
1.4, 1.5 (Сч. 1,0; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	-	±4,7	±4,3	±3,8
	0,8	-	±4,2	±3,6	±3,5
	0,7	-	±4,0	±3,5	±3,4
	0,5	-	±3,8	±3,3	±3,3
2.5, 2.6, 2.7 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,4	±5,2	±4,2
	0,8	-	±5,7	±4,1	±3,8
	0,7	-	±5,0	±3,8	±3,6
	0,5	-	±4,4	±3,5	±3,4
2.8, 2.9 (Сч. 1,0; ТТ 0,5S)	0,9	±7,3	±5,0	±4,4	±4,0
	0,8	±5,6	±4,3	±3,6	±3,6
	0,7	±4,9	±4,1	±3,5	±3,5
	0,5	±4,3	±3,8	±3,3	±3,3
1.11 (Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±6,3	±3,4	±2,5	±2,5
	0,8	±4,3	±2,3	±1,7	±1,7
	0,7	±3,4	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±2,4	±1,4	±1,1	±1,1
5 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±1,8	±1,3	±1,1
	0,7	-	±1,5	±1,1	±1,0
	0,5	-	±1,2	±0,9	±0,8

Примечания:

1 Погрешность измерений $\delta I(2)\%P$ и $\delta I(2)\%Q$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от 11%, а погрешность измерений $\delta I(2)\%P$ и $\delta I(2)\%Q$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от 12%.

2 Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

3 Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков - от 18 °С до 25 °С; УСПД - от 10 °С до 30 °С; ИВК - от 10 °С до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{n1}$ до $1,1 \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{n1}$ до $1,2 \cdot I_{n1}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{n2}$ до $1,1 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $1,2 \cdot I_{n2}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

6 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

– счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

– счетчики электроэнергии многофункциональные ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов;

– УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 250000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

– резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

– в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

– счетчиков;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– УСПД.

– наличие защиты на программном уровне:

– пароль на счетчиках;

– пароль на УСПД;

– пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

– УСПД (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

– счетчики электроэнергии Альфа А1800, ЕвроАЛЬФА – до 30 лет при отсутствии питания;

– УСПД – хранение данных при отключении питания – не менее 5 лет;

– ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование СИ	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1. Трансформатор тока	ТОГ-110	6
2. Трансформатор тока	GSR	12
3. Трансформатор тока	ТРГ-110 II*	6
4. Трансформатор тока	ТПОЛ35	2
5. Трансформатор тока	ТЛП-10-3	2
6. Трансформатор тока	ТПОФ10	6
7. Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
8. Трансформатор тока	ТАТ	6
9. Трансформатор тока	4МС7	12
10. Трансформатор тока	ТПОЛ20	4
11. Трансформатор тока	Т-0,66 М У3	6
12. Трансформатор тока	CTSG	6
13. Трансформатор тока	RING-CORE	6
14. Трансформатор тока	ТШВ15	3
15. Трансформатор тока	ТШ 20	3
16. Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
17. Трансформатор напряжения	НКФ-110	3
18. Трансформатор напряжения	НТМИ-6	3
19. Трансформатор напряжения	ОТЕФ	3
20. Трансформатор напряжения	4МТ12-40,5	6
21. Трансформатор напряжения	UDP 245	6
22. Трансформатор напряжения	УКМ 24/3	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
23. Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	3
24. Трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63	3
25. Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАльфа	8
26. Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	19
27. Счетчики электроэнергии многофункциональные	АЛЬФА	3
28 УСПД	RTU-327	1
29 Устройств синхронизации времени	УССВ - 16HVS	1
30 Сервер ИВК	HP ProLiant DL380R07	1
31 ПО (комплект)	АльфаЦЕНТР	1
32 Методика поверки	МП 1893/550-2014	1
33 Паспорт-формуляр	АУВГ.420085.001 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1893/550-2014 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новогорьковской ТЭЦ ОАО «ТГК-6» . Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" в июле 2014 г.

Основные средства поверки:

– для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";

– для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";

– для счетчиков электроэнергии Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2012 г.;

– для счетчиков электроэнергии АЛЬФА – в соответствии с документом «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки», согласованным ВНИИМ им. Д.И.Менделеева в 2001 г.;

– для счетчиков электроэнергии ЕвроАльфа– в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные "ЕвроАЛЬФА". Методика поверки» ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2012 г.;

– для УСПД (RTU-327) – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009г.;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04;

– переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новогорьковской ТЭЦ ОАО "ТГК-6". Свидетельство об аттестации методики измерений № 1380/550-01.00229-2014 от 01.08.2014 года.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новогорьковской ТЭЦ ОАО «ТГК-6»

1 ГОСТ 22261-94 с изм. "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия".

2 ГОСТ 34.601-90 "Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания".

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ООО «Инфинити»

Юридический адрес: 603146, г. Нижний Новгород, ул. Эльтонская, дом 1а.

Тел.: +7 (495) 777-47-42

Заявитель

ООО «Агентство энергетических решений»

Юридический адрес: 111116, г. Москва, ул. Лефортовский вал, д.7Г, стр.5

Тел.: +7 (499) 681-15-52

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр

стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)

117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Тел. (495) 544-00-00; <http://www.rostest.ru>

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2014 г.