



СОГЛАСОВАНО

Зам. руководителя ГЦИ СИ
"ВНИИМ им. Д.И.Менделеева"

В.С.Александров

12 _____ 2005 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ОАО «Лебединский ГОК»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>31000-06</u>
---	---

Изготовлена по технической документации
ЗАО "ЭЦ Газэнерго" г. Москва,
заводской № 01

Назначение и область применения

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ОАО «Лебединский ГОК» (далее – АИИС КУЭ ОАО «ЛГОК») предназначена для измерения и учета электрической энергии и мощности на предприятии ОАО «Лебединский ГОК» Белгородская обл., г. Губкин, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации о параметрах энергопотребления.

Основная область применения АИИС КУЭ ОАО «ЛГОК»:

- коммерческий многотарифный учет активной и реактивной электроэнергии за фиксированные интервалы времени на крупных объектах предприятия;
- измерение средних значений мощностей на заданных интервалах времени;
- мониторинг нагрузок заданных объектов.

Описание

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ОАО «ЛГОК» состоит из 101 измерительного канала (ИК), которые используются для измерения электрической энергии и мощности. Номера ИК и соответствующие им наименования присоединений приведены в таблице 1 Приложения 1.

В качестве первичных преобразователей напряжения в ИК использованы измерительные трансформаторы напряжения (ТН) типа: НКФ-330 (Госреестр РФ № 1443-03); НКФ-110-57У1 (Госреестр РФ №14205-94); ЗНОМ-35 (Госреестр РФ № 912-54); ЗНОЛ-35Б (Госреестр РФ № 21257-01); НАМИ-10 (Госреестр РФ № 11094-87); НТМИ-10-66 (Госреестр РФ № 831-69); НТМИ-6-66 (Госреестр РФ № 2611-70); ЗНОЛ.06 (Госреестр РФ № 3344-72). В качестве первичных преобразователей тока в ИК использованы измерительные трансформаторы тока (ТТ) типа: ТРН-330-У1 (Госреестр РФ №3199-72); ТФРМ-330Б (Госреестр РФ № 26444-04); ТФНД – 110М (Госреестр РФ №2793-71); ТВ-110/50 (Госреестр РФ №3190-72); ТФН-35 (Госреестр РФ № 664-51); ТВД-35 (Госреестр РФ б/н); ТПЛ – 10 (Госреестр РФ №1276-59); ТПОФ (Госреестр РФ №518-50); ТШ – 0,66 (Госреестр РФ №5025-75); ТПЛМ-10 (Госреестр РФ №2363-68); ТПОЛ-10 (Госреестр РФ №1261-02); ТНШЛ

0,66 (Госреестр РФ № 1673-03); ТОЛ 10 (Госреестр РФ №7069-79); ТВ 35-4 (Госреестр РФ № 3198-72); ТЛК 10 (Госреестр РФ № 9143-83); ТШН-0,66 УТЗ (Госреестр РФ № 3728-99).

Измерения электроэнергии выполняется путем интегрирования по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр РФ № 27524-04).

Измерения активной мощности (P) счетчиком типа СЭТ-4ТМ.03 выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчик СЭТ-4ТМ.03 производит измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность $S = U \cdot I$. Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$. Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Информационные каналы организованы на базе Измерительно-вычислительного комплекса для учета электрической энергии ЭКОМ (Госреестр РФ № 19542-00). Результаты измерений электроэнергии и мощности передаются по каналам связи в цифровом коде на устройство сбора и передачи данных (УСПД).

УСПД ЭКОМ-3000 (Госреестр РФ № 17049-04) осуществляет сбор данных от счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 по цифровым интерфейсам, перевод измеренных значений в именованные физические величины, учет потребления электроэнергии и мощности, а также передает их по цифровым каналам на рабочее место энергетика ОАО «Лебединский ГОК» и на АРМ Белгородского РДУ.

Далее приведены основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «ЛГОК» и соответствующие им обозначения П - параметров, определяющих критерии качества АИИС КУЭ (по техническим требованиям НП АТС к АИИС КУЭ, примечание 11.1 к договору присоединения к торговой системе ОР).

Система выполняет непрерывное измерение приращений активной и реактивной электрической энергии ($P_{\Phi 2}, P_{\Phi 3} / P_{A2}, P_{A3}$), измерение текущего времени и коррекцию хода часов компонентов системы ($P_{\Phi 4}, P_{\Phi 10} / P_{A5}, P_{A8}, P_{A9}$) а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок ($P_{\Phi 16}/P_{A14}, P_{\Phi 22}/P_{A15}$), необходимых для организации рационального энергопотребления предприятия.

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ОАО «ЛГОК»: трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ ($P_{H3}, P_{H4}; P_{H1}, P_{H2}$). Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам СЭТ-4ТМ.03 или к УСПД (в случае, например, повреждения линий связи) предусматривается использование переносного портативного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня. Таким образом, в системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков (P_{H22}, P_{H24}). Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток ($P_{\Phi 40}, P_{\Phi 41} / P_{A26}$).

Для защиты информационных и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированных вмешательств предусмотрена механическая (P_{32}, P_{37}) и программная защита ($P_{313} - P_{315}$).

Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все подводимые сигнальные кабели к УСПД кроссируются в пломбируемом отсеке корпуса УСПД или в отдельном пломбируемом кросс - блоке. Все электронные компоненты УСПД установлены в пломбируемом отсеке.

При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Основные технические характеристики

Основные технические характеристики АИИС КУЭ ОАО «ЛГОК» приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
Количество ИК коммерческого учета.	101	См. Таблицу 1, приложение 1
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	330 110 35 10 6 0,38	ИК с 6 по 9; ИК с 1 по 3; с 10 по 12 ИК 4, 5, 13, 14, 37 ИК с 23 по 25; 26; 27 и 46 ИК с 15 по 22; 26; с 28 по 36; с 38 по 45; с 47 по 94 ИК с 95 по 101
Отклонение напряжения от номинального, %	±10	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования.
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	3000 1500 1000 800 600 400 300 200 150 100 75 50	ИК с 6 по 9 ИК с 10 по 12; с 95 по 101 ИК с 1 по 5; 55 ИК 15, 17, 18, 21, 22, 56, 70, 92 ИК 13, 14, 25, 27, 35, 36, 44, 45, 49, 50, 57, с 67 по 69, 71, 72, 74, 75 ИК 26, 38, 40, 41, 53, с 76 по 78, 86, 89, 93, 94 ИК 79 и 91 ИК 28, с 30 по 34, 37, 39, 51, 52, 54, 73, 82, 87, 88, 90 ИК 29; 48, с 58 по 66, 80, 81, с 83 по 85 ИК 16, 19, 20, 42, 43, 47 ИК 24 и 46 ИК 23
Диапазон изменения тока в % от номинального	От 1 до 120	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования.
Диапазон изменения коэффициента мощности	От 0,7 до 1,0	В рабочих условиях. По результатам предпроектного обследования.
Фактический диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: трансформаторов напряжения и тока; электросчетчиков и УСПД	от – 30 до +40 от +10 до +30	

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов УСПД, с/сутки	±5	Без коррекции по GPS
Предел допускаемого значения разности показаний часов всех компонентов системы, с	±5	Без учета внутренней коррекции времени в системе
Срок службы, лет: Трансформаторы тока и напряжения; электросчетчик; УСПД.	25 30 30	В соответствии с технической документацией завода-изготовителя

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК коммерческого учета при измерении активной и реактивной электрической мощности и энергии, для реальных условий эксплуатации АИИС КУЭ ОАО «ЛГОК» приведены в таблице 2.

Таблица 2

Пределы допускаемых погрешностей измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ОАО «ЛГОК»					
Номер канала	$\cos \phi$	$\delta_{5\%P},$ $I_{5\%} < I_{изм} \leq I_{20\%}$	$\delta_{20\%P},$ $I_{20\%} < I_{изм} \leq I_{100\%}$	$\delta_{100\%P},$ $I_{100\%} < I_{изм} \leq I_{120\%}$	
1-94	1	1,86	1,2	1,02	
	0,9	2,37	1,45	1,21	
	0,8	2,90	1,7	1,38	
	0,7	3,55	2,02	1,59	
	0,6	4,35	2,43	1,87	
95-101	0,5	5,43	2,99	2,26	
	1	1,78	1,06	0,86	
	0,9	2,28	1,31	1,03	
	0,8	2,81	1,55	1,17	
	0,7	3,44	1,84	1,34	
95-101	0,6	4,23	2,21	1,57	
	0,5	5,29	2,72	1,90	
	Пределы допускаемых погрешностей измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ОАО «ЛГОК»				
	1-94	0,9	6,35	3,46	2,59
		0,8	4,35	2,43	1,87
0,7		3,55	2,02	1,59	
0,6		2,90	1,71	1,38	
0,5		2,37	1,45	1,21	
95-101	0,9	6,19	3,15	2,16	
	0,8	4,23	2,21	1,57	
	0,7	3,44	1,84	1,34	
	0,6	2,81	1,55	1,17	
	0,5	2,28	1,31	1,03	

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы.

Комплектность

В комплект АИИС КУЭ ОАО «ЛГЭК» входят:

Наименование	Тип	Кол-во
Измерительный трансформатор тока	ТРН-330-У1, кл.т. 0,5	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФРМ-330Б, кл.т. 0,5	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФНД-110М, кл.т. 0,5	9 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ-110/50, кл.т. 0,5	9 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТФН-35, кл. т. 0,5	4 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВД-35, кл. т. 0,5	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТВ 35-4, кл. т. 0,5	3 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОФ, кл.т. 0,5	2 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТЛК-10, кл.т. 0,5	4 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПЛ-10, кл. т. 0,5	48 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПЛМ-10, кл.т. 0,5	38 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТПОЛ-10, кл. т. 0,5	24 шт.
Измерительный трансформатор тока	ГОЛ-10, кл. т. 0,5	38 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТШ-0,66 , кл. т. 0,5	9 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТШН-0,66 УТЗ, кл.т. 0,5	6 шт.
Измерительный трансформатор тока	ТНШЛ-0,66 , кл. т. 0,5	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-330, кл. т. 0,5	12 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1, кл.т. 0,5	18 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОМ-35, кл.т 0,5	12 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35Б, кл.т 0,5	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ-10 , кл. т. 0,5	9 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-10-66, кл.т. 0,5	5 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НТМИ-6-66, кл.т. 0,5	60 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06, кл.т 0,5	15 шт.
Счетчики электроэнергии	СЭТ-4ТМ.03, кл. т. 0,2S	101 шт.
Преобразователь интерфейса	1 Port RS-232/422/285	25
Разветвитель интерфейса	RS-485	25
Модуль GSM-связи	GM-9/18-485	25
Модем для двухпроводной ЛС	Zyxel OMNI 56K Pro Ext V.92	2
GSM-модем Терминал TC35i	Siemens TC35i	1
Переносной портативный компьютер	NoteBook HP Compaq	2
Источник бесперебойного питания	SU2200 RMXL13U	2

Сервер	Intel P-4 Xeon	2
УСПД	ЭКОМ-3000	2
Рабочая станция	HP Compaq dx2000M	6
Программные пакеты ЭКОМ		1 пакет
Эксплуатационная документация (включая руководство по эксплуатации и методику поверки)		1 комплект

Дополнительно по требованию организаций, производящих ремонт и поверку комплексов, поставляется ремонтная документация.

Поверка

Поверка производится по документу “Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электрической энергии – АИИС КУЭ ОАО «Лебединский ГОК». Методика поверки”, утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 05.11.2005 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

Нормативные и технические документы

1. ГОСТ 22261-94 "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия".
2. ГОСТ 8. 596 –2002 ГСИ Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
3. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
4. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
5. ГОСТ 30206-94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S).
6. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии - АИИС КУЭ ОАО «ЛГГОК». Рабочий проект.
7. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные метрологические характеристики. Общие требования. — М.: РАО «ЕЭС России», 1998

Заключение

Тип единичного образца Системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электрической энергии – АИИС КУЭ ОАО «Лебединский ГОК» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовители:

ЗАО «ЭЦ Газэнерго»

Адрес: 117418, г.Москва, ул. Новочеремушкинская д.58

Тел. // 727-35-27

Директор ЗАО «ЭЦ Газэнерго»



Боряева Г.В.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

(к описанию типа АИИС КУЭ ОАО «Лебединский ГОК»)

Перечень присоединений (ПС) предприятия ОАО «Лебединский ГОК» и состав средств измерений, входящих в измерительные каналы (ИК) каждого ПС.

№ ИК	Наименование присоединения	Тип средства измерений		
		СЭЭ	ТТ	ТН
1.	ПС Губкин-330 яч. 15 РУ-110 кВ	СЭТ-4ТМ.03	ТВ-110/50	НКФ-110-57 У1
2.	ПС Губкин-330 яч. 16 РУ-110 кВ	СЭТ-4ТМ.03	ТВ-110/50	НКФ-110-57 У1
3.	ПС Губкин-330 ОВМ-1 РУ-110 кВ	СЭТ-4ТМ.03	ТВ-110/50	НКФ-110-57 У1
4.	ПС Губкин-330 яч. 16 РУ-35 кВ	СЭТ-4ТМ.03	ТВД-35	ЗНОМ-35
5.	ПС Губкин-330 яч. 17 РУ-35 кВ	СЭТ-4ТМ.03	ТВД-35	ЗНОМ-35
6.	ПС Лебеди 330 яч.3, 4	СЭТ-4ТМ.03	ТРН-330-У1	НКФ-330
7.	ПС Лебеди 330 яч.5, 6	СЭТ-4ТМ.03	ТРН-330-У1	НКФ-330
8.	ПС Лебеди 330 яч.7, 8	СЭТ-4ТМ.03	ТФРМ-330Б	НКФ-330
9.	ПС Metallургическая Вл-330 кВ	СЭТ-4ТМ.03	ТФРМ-330Б	НКФ-330
10.	ПС Старый Оскол яч.6	СЭТ-4ТМ.03	ТФНД-110М	НКФ-110-57 У1
11.	ПС Старый Оскол яч.8	СЭТ-4ТМ.03	ТФНД-110М	НКФ-110-57 У1
12.	ПС Старый Оскол яч.9	СЭТ-4ТМ.03	ТФНД-110М	НКФ-110-57 У1
13.	Губкинская ТЭЦ яч. 9	СЭТ-4ТМ.03	ТФН-35	ЗНОМ-35
14.	Губкинская ТЭЦ яч. 11	СЭТ-4ТМ.03	ТФН-35	ЗНОМ-35
15.	Губкинская ТЭЦ яч. 38	СЭТ-4ТМ.03	ТПОФ	НТМИ-6-66
16.	ПС I-подъем яч. 3	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
17.	ПС I-подъем яч. 10	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-6-66
18.	ПС I-подъем яч. 17	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-6-66
19.	ПС I-подъем яч. 5	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
20.	ПС I-подъем яч. 1 А	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
21.	ПС II-подъем яч. 10	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-6-66
22.	ПС II-подъем яч. 17	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-6-66
23.	ПС Истобное яч. 2	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-10-66
24.	ПС Истобное яч. 4	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-10-66
25.	ГПП-2 яч. 8	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-10-66
26.	ГПП-2 яч. 32	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
27.	ГПП-4 яч. 8	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-10-66
28.	ГПП-2 яч. 44	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
29.	ПС-24 яч. 2	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
30.	ПС-24 яч. 25	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
31.	ПС-24 яч. 26	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
32.	ПС-24 яч. 27	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
33.	ПС-24 яч. 28	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66

34.	ПС-24 яч. 29	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
35.	ПС-179 яч. 17	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НТМИ-6-66
36.	ПС-179 яч. 27	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НТМИ-6-66
37.	ПС-38 В-2	СЭТ-4ТМ.03	ТВ-35-4	ЗНОЛ-35Б
38.	ПС-38 яч. 11	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
39.	ПС-38 яч. 4	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
40.	ПС-135 яч. 23	СЭТ-4ТМ.03	ТЛК-10	НТМИ-6-66
41.	ПС-135 яч. 23	СЭТ-4ТМ.03	ТЛК-10	ЗНОЛ.06
42.	ПС-135 яч. 3	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НТМИ-6-66
43.	ПС-135 яч. 22	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	ЗНОЛ.06
44.	ПС-3 яч. 16	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	ЗНОЛ.06
45.	ПС-3 яч. 17	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	ЗНОЛ.06
46.	ПС-23 яч. 45	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
47.	ПС-176 яч. 19	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
48.	ПС-176 яч. 20	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
49.	ПС-176 яч. 9	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-6-66
50.	ПС-176 яч.6	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-6-66
51.	ПС-176 яч. 11	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
52.	ПС-176 яч. 4	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
53.	ПС-176 яч. 15	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
54.	ПС-176 яч. 18	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
55.	ПС-109 яч. 19	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НАМИ-10
56.	ПС-109 яч. 23	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НАМИ-10
57.	ПС-26 яч. 14	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-6-66
58.	ПС-64 яч. 38	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	ЗНОЛ.06
59.	ПС-53 яч. 9	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
60.	ПС-53 яч. 12	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
61.	ПС-27 яч. 3	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
62.	ПС-27 яч. 4	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
63.	ПС 1-2 яч. 11	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
64.	ПС 5-6 яч. 8	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
65.	ПС-186 яч. 3	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
66.	ПС-186 яч.4	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
67.	ПС-147 яч. 57	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НАМИ-10
68.	ПС-147 яч. 26	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НАМИ-10
69.	ПС-147 яч. 8	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НАМИ-10
70.	ПС-147 яч. 32	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НТМИ-6-66
71.	ПС-147 яч. 33	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НТМИ-6-66
72.	ПС-147 яч. 67	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НТМИ-6-66
73.	ПС-147 яч. 51	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НТМИ-6-66

74.	ПС-123 яч. 73	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-6-66
75.	ПС-123 яч. 82	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-6-66
76.	ПС-123 яч. 48	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
77.	ПС-123 яч. 71	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
78.	ГПП-8 яч. 30	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
79.	ГПП-8 яч. 2	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
80.	ГПП-8 яч. 2А	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
81.	ГПП-8 яч. 22	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
82.	ГПП-8 яч. 6	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
83.	РП-5 яч. 2	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
84.	РП-5 яч. 6	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
85.	РП-5 яч. 17	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
86.	РП-5 яч. 18	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
87.	ПС-157 яч. 18	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НАМИ-10
88.	ПС-157 яч. 3	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НАМИ-10
89.	ПС-157 яч. 15	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НАМИ-10
90.	ПС-157 яч. 16	СЭТ-4ТМ.03	ТОЛ-10	НАМИ-10
91.	ПС-49 яч. 4	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛМ-10	НТМИ-6-66
92.	ПС-6 яч. 21	СЭТ-4ТМ.03	ТПОЛ-10	НТМИ-6-66
93.	ПС-134 яч. 24	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
94.	ПС-134 яч. 25	СЭТ-4ТМ.03	ТПЛ-10	НТМИ-6-66
95.	КТП-237 ввод 1	СЭТ-4ТМ.03	ТШН-0,66 УТЗ	
96.	КТП-237 ввод 2	СЭТ-4ТМ.03	ТШН-0,66 УТЗ	
97.	КТП-228 ввод 1	СЭТ-4ТМ.03	ТНШЛ-0,66	
98.	КТП-228 ввод 2	СЭТ-4ТМ.03	ТНШЛ-0,66	
99.	КТП-228 ЦПП	СЭТ-4ТМ.03	ТШ-0,66	
100.	КТП "ОЭМК" ввод 1	СЭТ-4ТМ.03	ТШ-0,66	
101.	КТП "ОЭМК" ввод 2	СЭТ-4ТМ.03	ТШ-0,66	
* Трансформаторы тока ТВД-35 в Госреестре РФ не значатся. По результатам периодической поверки (от 03.06.2005 г.) допущены к применению.				