

Приложение 1
к заявке № 242
от 24.04.2013,

“УТВЕРЖДАЮ”

Зам.директора по техническим вопросам
- главный инженер ОАО «МРСК Центра
- Воронежэнерго»
С.Н.Демидов

“ 23 ” 01 20 13 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение конкурса по выбору подрядчика на проектирование технического перевооружения ПС 35-110 кВ в рамках целевой программы повышения надежности электрических сетей

1. Общие положения.

1.1. Выполнить индивидуальные (объектовые) проекты технического перевооружения ПС 35-110 кВ, входящих в программу повышения надежности электрических сетей в части:

- замены масляных выключателей и блоков ОД-КЗ 35-110 кВ на элегазовые (колонковые, баковые) выключатели;
- замены маломасляных выключателей 6-10 кВ на вакуумные выключатели;
- установка систем оперативного тока;
- реконструкция РЗА;

1.2. Дополнительно к работам, указанным в п.1.1 выполняется:

- установки общеподстанционных пунктов управления (ОПУ).

1.3. Перечень реконструируемых ПС 35-110 кВ с укрупненным объемом работ приведен в Приложении 1.

1.4. Технические требования к устанавливаемому первичному оборудованию – в Приложении 2.

1.5. Главные электрические схемы ПС – в Приложении 3.

1.6. Выполнить согласование проекта с Заказчиком, заинтересованными сторонами и надзорными органами.

1.7. Документацию по проекту представить в 4 экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде в 1 экземпляре на CD носителе, при этом текстовую и графическую информацию представить в стандартных форматах MS Office, Acrobat Reader, AutoCAD, NanoCAD, а сметную документацию – в формате программы «Гранд-Смета».

2. Обоснование для проектирования.

Целевая программа повышения надежности электрических сетей ОАО «МРСК Центра» на 2014 год, утвержденная Приказом ОАО «МРСК Центра» № 292 от 22.09.2010 г.

Выбор объектов реконструкции произведен на основании оценки технического состояния оборудования, категорийности и социальной значимости объектов электроснабжения, Федеральной программы реновации.

3. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проекту.

- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание);
- Строительные Нормы и Правила (СНиПы) РФ, Госстрой России;
- Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (СТО 56947007-29.240.10.028-2009);
- Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения (СТО 56947007-29.240.30.010-2008);
- Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования (СТО 56947007-9.120.40.041-2010);
- Постановление Правительства РФ № 87 от 16 февраля 2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- ГОСТ Р 21.1101-2009. Основные требования к проектной и рабочей документации;
- Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и ПС от импульсных помех. РД 34.20.116-93, РАО «ЕЭС России», 1993 г.
- Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и коммутационных перенапряжений. РД 153- 34.3-35.125- 99;
- Техническая политика ОАО «МРСК Центра», утвержденная приказом № 227 - ЦА от 16.08.2010 г.
- Техническая политика ОАО «МРСК Центра» в области ИТ технологий, утвержденная Советом директоров (протокол №16/10 от 30.07.2010 г.);
- Техническая политика по учету электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО «МРСК Центра», утвержденная Советом директоров (протокол № 23/11 от 30.11.2011 г.);
- Типовые требования к корпоративному стилю оформления объектов и техники производственного назначения, принадлежащих ОАО «МРСК Центра», утвержденные приказом №138 от 27.05.2012 «О внесении изменений и дополнений в Альбом фирменного стиля».

Другие действующие на настоящий момент НТД и СНИИП.

4. Стадийность проведения проектных работ.

Проектирование выполняется в соответствии с настоящим техническим заданием в 5 этапов:

- предпроектное обследование;
- разработка и согласование с Заказчиком проектной документации (в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 87 в объеме, необходимом для проведения закупочных процедур на основное первичное и вторичное оборудование);

– разработка рабочей документации (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.1101-2009 и другой действующей НТД). При этом основные характеристики ПС, в т.ч. главная электрическая схема, состав основного оборудования (первичного и вторичного) должны быть согласованы Заказчиком до разработки полного комплекта рабочей документации;

– рассмотрение (согласование) рабочей документации в территориальном управлении Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор);

– согласование проектно-сметной документации с Заказчиком, заинтересованными сторонами.

5. Основные характеристики реконструируемых ПС и инженерные решения.

5.1. Основные характеристики существующих ПС: см. однолинейные схемы нормального режима (Приложение 3).

5.2. Характеристики оборудования должны быть не хуже (не ниже) приведенных в Приложении 2.

5.3. Все технические требования, определяемые на этапе разработки проектной документации, должны быть согласованы с филиалом ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

5.4. Выполнить замену существующих разрядников на ОПН-110, в том числе и в нейтрали силовых трансформаторов, предусмотреть установку ЗОН 110 в нейтрали силовых трансформаторов. Место установки и параметры ОПН обосновать расчетом на основании данных о конфигурации сети и режимах ее работы.

5.5. Предусмотреть электромагнитную блокировку коммутационных аппаратов РУ 110 кВ. Блок питания электромагнитной блокировки разместить в отдельном шкафу навесного типа.

5.6. Установить шкафы для питания приводов и обогрева элегазовых выключателей.

5.7. Все металлоконструкции, применяемые в проекте, должны быть защищены от коррозии антикоррозионным покрытием выполненным методом горячей оцинковки.

5.8. Все средства измерений должны быть внесены в государственный реестр средств измерений разрешенных к применению на территории РФ и иметь действующие свидетельства о поверке.

5.9. Релейную защиту реконструируемого оборудования предусмотреть на микропроцессорных устройствах (МПУ).

5.10. МПУ РЗА должны обеспечивать следующие эксплуатационные возможности:

– выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных проектом;

– задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);

– ввод и хранение уставок защит и автоматики, длительностью несколько лет, не зависимо от наличия питания;

– передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;

– непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;

- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- встроенный архив событий;
- встроенный цифровой осциллограф;
- номинальный ток фаз (IA, IB, IC), A определить на этапе разработки проектной документации;
- частота переменного тока, Гц $50 \pm 0,5$;
- номинальное напряжение фаз, В 100;
- наработка на отказ устройства должна составлять не менее 25000 часов.

5.11. При установке устройств управления оперативным током предусмотреть их комплектацию малогабаритной необслуживаемой устойчивой к циклическим нагрузкам АБ на напряжение 220 В, работающей в режиме постоянного подзаряда со сроком службы не менее 12 лет.

5.12. Для размещения устройств РЗА, телемеханики и связи предусмотреть строительство блочно-модульного ОПУ (по объектам, указанным в Приложение 1, где должны быть предусмотрены отдельные помещения для устройств управления оперативным током (УУОТ), размещения оборудования связи и ТМ, ГЩУ подстанции с мнемосхемой ПС, с сетью рабочего и аварийного (с питанием от АБ) освещения).

5.13. Тип фундаментов под вновь устанавливаемое оборудование определить на основании проектно-изыскательских работ.

5.14. Заземление вновь устанавливаемого оборудования выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ и условиями протекания длительного наибольшего тока несимметричного режима в соответствии с «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех», утвержденными Департаментом науки и техники 29.06.93 (РД 34.20.116-93).

5.15. Вновь устанавливаемое оборудование должно попадать в зону молниезащиты ПС, соответствующей требованиям ПУЭ и Указаниям по проектированию грозозащиты ПС напряжением 35 кВ и выше.

5.16. При реконструкции должно быть предусмотрено соответствие цветовой гаммы применяемого оборудования, механизмов и приспособлений фирменному стилю ОАО «МРСК Центра».

6. Объем работ включаемых в проект.

Проектная документация.

6.1. Пояснительная записка.

6.2. Главная электрическая схема с решениями по типам оборудования. На стадии разработки проектной документации определить основные технические решения, технические требования к основному и вспомогательному оборудованию (выключателям, ТТ, устройствам РЗА и пр.) и согласовать их с филиалом ОАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

6.3. Конструктивные решения в соответствии с видами выбранного оборудования.

6.4. Строительные решения, включая использование прежних зданий и сооружений, а также строительство новых, на основе современных строительных технологий (сэндвич-панели и т.д.).

6.5. Технические требования к оборудованию на основе вида обслуживания объекта.

6.6. Раздел по расчету токов КЗ на шинах ПС. В разделе указать технические требования ко вновь устанавливаемому оборудованию, проверку существующего оборудования на соответствие его токам нагрузки и КЗ.

6.7. Решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений в наиболее вероятных режимах, мероприятия по предотвращению феррорезонансных перенапряжений.

6.8. Технические решения по релейной защите (РЗА), с использованием микропроцессорных устройств:

- схема размещения устройств релейной защиты;
- схема распределения по трансформаторам тока устройств РЗА, ПА, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ, при наличии), автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП, при наличии), при этом учесть, что основные и резервные защиты элементов сети должны быть включены на разные керны ТТ;
- схема организации цепей переменного напряжения;
- структурно-функциональные схемы устройств РЗА присоединений с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в ТМ;
- перечень всех функций РЗА защищаемого элемента сети, необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей;
- обоснование (расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения (на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида защит в месте их установки, в других точках сети и т.п.);
- общие технические требования к устройствам РЗА, и шкафам отдельным томом (разделом);
- ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит;
- обоснование требуемого количества ступеней резервных защит ЛЭП, места их установки и направленности;
- расчет параметров срабатывания микропроцессорных устройств управления РПН трансформаторов;
- обоснование принятых коэффициентов трансформации трансформаторов тока дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов трансформаторов тока (без установки промежуточных ТТ);

– автоматика определения мест повреждения на ВЛ (ОМП) в составе устройств РЗА линейных присоединений.

6.9. Определить решения по организации электропитания систем РЗА, ПА, АСУ ТП, ТМ, систем связи и других систем, включая:

- таблицы потребителей оперативного тока и их характеристики;
- определение емкости и количества элементов аккумуляторной батареи (АБ) и параметров зарядных устройств;
- схемы сети оперативного тока;
- ориентировочные расчеты токов короткого замыкания оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- выполнение защиты сетей оперативного тока;
- построение карт селективности защитных аппаратов оперативного тока (с использованием специализированных программ);
- контроль состояния АБ и сети оперативного тока, включая устройства автоматического и автоматизированного поиска «земли» по присоединениям.

6.10. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, ТМ, АИИС КУЭ и пр., обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе в соответствии с ГОСТ Р 51317 (МЭК 61000) "Совместимость технических средств электромагнитная". При разработке решений по обеспечению ЭМС на реконструируемом объекте провести предварительное обследование ЭМО с выдачей результатов обследования и рекомендаций по ее улучшению;

6.11. Выполнить заземление вновь установленного оборудования в соответствии с требованиями ПУЭ и условиями протекания длительного наибольшего тока несимметричного режима в соответствии с «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех», утвержденными Департаментом науки и техники 29.06.93 (РД 34.20.116-93).

6.12. Перечень мероприятий по охране окружающей среды, в т.ч.:

- результаты оценки воздействия объекта капитального строительства на окружающую среду после реконструкции;
- мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций на энергообъекте;
- перечень и расчет затрат на реализацию природоохранных мероприятий;

6.13. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности, в т.ч.:

- описание системы обеспечения пожарной безопасности;
- описание и обоснование проектных решений по определению проездов и подъездов для пожарной техники, точек ее заземления;

6.14. Проект организации строительства (ПОС), в т.ч.:

- описание особенностей проведения работ с учетом действующей электроустановки;
- перечень видов строительных и монтажных работ, ответственных конструкций, подлежащих освидетельствованию с составлением соответствующих актов приемки перед производством последующих работ и устройством последующих конструкций;
- технологическая последовательность работ;

- обоснование потребности в кадрах, основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах, временных зданиях и сооружениях;
- решения по перемещению тяжеловесного негабаритного оборудования, укрупненных модулей и строительных конструкций;
- перечень мероприятий по определению технических средств и методов работы, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда;
- календарный план выполнения реконструкции, в т.ч. поставки оборудования.

6.15. Рассчитать сметную стоимость строительства, рассчитанную в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2001 и текущем, сложившемся ко времени составления смет.

6.16. Выполнить раздел «Эффективность инвестиций».

Рабочая документация.

Выполнить рабочую документацию в соответствии с выбранными типами оборудования:

- монтажные схемы;
- схемы организации сети оперативного тока;
- привести расчет кабельной продукции, необходимой для создания подсистем РЗА, ПА, ТМ и АИИС КУЭ, кабельный журнал, план раскладки кабелей,
- задание заводу на изготовление панелей РЗА;
- заказные спецификации на оборудование, материалы и ЗИП;

7. Требования к проектной организации:

- обладание необходимыми профессиональными знаниями и опытом при выполнении аналогичных проектных работ не менее 5 лет.
- наличие свидетельства о допуске к работам по разработке проектной документации для объектов капитального строительства, оформленного в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ и устава СРО.

- привлечение субподрядчика производится по согласованию с заказчиком.

8. Проектная организация в праве.

- запрашивать необходимые для проектных работ данные по параметрам строящегося объекта, присоединяемых потребителей и конфигурации питающей сети в районе строительства.
- вести авторский надзор за строительством объекта и соответствием выполняемых работ проектной документации (при внесении соответствующего требования в договор).

9. Сроки выполнения проектных работ.

Работы выполняются в следующий срок:

- проведение изыскательских работ и разработка проектной документации, предоставление спецификации и опросных листов с основными параметрами, необходимых для закупки оборудования – в течение 4 недель с даты подписания договора на выполнение ПИР;
- разработка рабочей документации и согласование проектно-сметной документации со всеми заинтересованными сторонами в течение 9 недель с даты официального предоставления Заказчиком информации по типам применяемого в проектах

основного силового и вторичного оборудования (по результатам торгово-закупочных процедур).

10. Особые условия.


10.1. Разработанная проектная документация является собственностью Заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

10.2. Профессиональная ответственность проектной организации должна быть застрахована.

Начальник УВС

Начальник СРЗАиМ

Начальник ОПР



П.П.Яньшин

Е.Г.Скирневский

Д.А.Морев

Перечень реконструируемых ПС 35-110 кВ

№ п/п	Наименование объекта	Объем реконструкции	Ед.изм.	Кол- во	Примечание
1.	ПС 110/6 № 6	Замена ОД,КЗ-110 на ЭВ-110 с организацией постоянного оперативного тока	Шт.	2	
2.	ПС 110/35/6 Борисоглебск	Замена МВ-35 на ЭВ -35 с реконструкцией УРЗА	Шт.	8	
3.	ПС 110/10 Давыдовка	Замена ОД,КЗ-110 на ЭВ-110 с организацией постоянного оперативного тока	Шт.	2	
4.	ПС 110/35/10 Коротояк	Замена ОД,КЗ-110 на ЭВ-110 с организацией постоянного оперативного тока	Шт.	2	
5.	ПС 110/10/6 № 20	Замена МВ – 10 на ВВ - 10 с реконструкцией УРЗА	Шт.	9	
6.	ПС 110/35/6 № 21	Замена МВ – 6 на ВВ - 6 с реконструкцией УРЗА	Шт.	2	
7.	ПС 110/35/6 № 47	Замена МВ – 6 на ВВ - 6 с реконструкцией УРЗА	Шт.	20	
8.	ПС 110/6 № 25	Замена МВ – 6 на ВВ - 6 с реконструкцией УРЗА	Шт.	3	
9.	ПС 110/35/10 Анна-2	Реконструкцией УРЗА ВЛ-35	Шт.	1	
10.	ПС 110/35/10 Н.Хоперск	Реконструкцией УРЗА ВЛ-35	Шт.	1	

Технические требования к устанавливаемому оборудованию

Элегазовые колонковые выключатели 110 кВ

Тип привода	пружинный
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	не менее 123
Номинальный ток отключения, кА	не менее 31,5
Ток термической стойкости, кА	не менее 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	не менее 80
Ресурс по коммутационной способности при номинальном токе, операций В/О	не менее 5000
Ресурс по коммутационной способности при токах 0,3-0,6 от тока отключения, операций В/О	не менее 50
Ресурс по коммутационной способности при токах 0,6-1,0 от тока отключения, операций В/О	не менее 20
Собственное время отключения, с	не более 0,035
Полное время отключения, с	не более 0,055
Собственное время включения, с	не более 0,062
Величина утечки элегаза в год, % от массы газа	не более 0,5
Срок службы до среднего ремонта, лет	не менее 25
Срок службы, лет	не менее 40
Климатическое исполнение и категория размещения, не ниже	У1*
Наличие механической блокировки от повторного включения, а также электрической блокировки от повторных включений в цепях управления	
Наличие устройства антиконденсатного обогрева	
Наличие устройства дополнительного (зимнего) обогрева	
Наличие предохранительных клапанов для сброса избыточного давления	
Возможность ручного оперирования и ручного натяжения пружин	

Элегазовые баковые выключатели 110 кВ

Тип привода	пружинный
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	не менее 123
Номинальный ток отключения, кА	не менее 31,5
Ток термической стойкости, кА	не менее 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	не менее 80
Ресурс по коммутационной способности при номинальном токе, операций В/О	не менее 5000
Ресурс по коммутационной способности при токах 0,6-1,0 от тока отключения, операций В/О	не менее 20
Собственное время отключения, с	не более 0,035
Полное время отключения, с	не более 0,055

Собственное время включения,	не более 0,062
Величина утечки элегаза в год, % от массы газа	не более 0,5
Срок службы до среднего ремонта, лет	не менее 25
Срок службы, лет	не менее 40
Климатическое исполнение и категория размещения, не хуже	У1*
Наличие механической блокировки от повторного включения, а также электрической блокировки от повторных включений в цепях управления	
Наличие устройства антиконденсатного обогрева	
Наличие устройства дополнительного (зимнего) обогрева	
Наличие предохранительных клапанов для сброса избыточного давления	
Возможность ручного оперирования и ручного натяжения пружин	

При использовании выключателей со встроенными трансформаторами тока должна быть предусмотрена обмотка ТТ, используемая для АИИСКУЭ, с классом точности не ниже 0,2S. Количество ТТ определить проектом.

* для Твери, Костромы, Ярославля УХЛ1.

Элегазовые баковые выключатели 35 кВ

Тип привода	электромагнитный
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	42
Номинальный ток отключения, кА	не менее 12,5
Ток термической стойкости, кА	не менее 12,5
Ток электродинамической стойкости, кА	не менее 32
Ресурс по коммутационной способности при номинальном токе, операций В/О	не менее 2000
Ресурс по коммутационной способности при токах 0,6-1,0 от тока отключения, операций В/О	не менее 30
Тип внешней изоляции	фарфор
Собственное время отключения, с	не более 0,035
Полное время отключения, с	не более 0,055
Собственное время включения,	не более 0,07
Величина утечки элегаза в год, % от массы	не более 0,5
Срок службы до среднего ремонта, лет	не менее 25
Срок службы выключателя, лет	не менее 40
Климатическое исполнение и категория размещения	не ниже У1*
Наличие механической блокировки от повторного включения, а также электрической блокировки от повторных включений в цепях управления	
Наличие устройства антиконденсатного обогрева	
Наличие устройства дополнительного (зимнего) обогрева	
Наличие предохранительных клапанов для сброса избыточного давления	
Возможность ручного оперирования и ручного натяжения пружин	

Встроенные трансформаторы тока, используемые для АИИСКУЭ, должны быть класса точности не ниже 0,2S. Количество ТТ определить проектом.

* для Твери, Костромы, Ярославля УХЛ1.

Вакуумные выключатели 6-10 кВ

Тип привода	Электромагнитный
Ресурс по коммутационной способности при номинальном токе, операций В/О	не менее 25000
Ресурс по коммутационной способности при токах 0,6-1,0 от тока отключения, операций В/О	не менее 50
Собственное время отключения, с	не более 0,04
Полное время отключения, с	не более 0,07
Собственное время включения, с	не более 0,1
Срок службы выключателя, лет	не менее 25
Климатическое исполнение и категория размещения	У3
Возможность включения при отсутствии оперативного тока	

Устройства управления оперативным током

Наименование параметра	Значение
ЗПУ должен представлять собой законченное шкафное изделие	да
Наличие запирающих устройств на дверях шкафа	да
Исполнение дверей шкафа	Цельнометаллические (допускается на дверцах шкафов делать окна для установки в них приборов контроля)
Элементное исполнение преобразователя	транзисторное с ВЧ преобразованием
Степень защиты оборудования	не менее IP21
Температурная компенсация режима заряда АБ	да
Отклонение напряжения в режиме постоянного подзаряда от заданного уровня	не более 1%
Максимальная величина пульсации тока и напряжения при работе на активную нагрузку	не более 0,5%
Коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке	не менее 0,9
Количество взаимно резервируемых преобразователей в едином конструктиве (шкафу)	2
Охлаждение	Комбинированное токозависимое/естественное
Информационный выход на верхний уровень АСУ ТП	Да
Поддержка протокола обмена информацией по одному из стандартов МЭК, предпочтительно МЭК-61850	Да

Наличие функции автоматического отключения АБ от нагрузки в процессе разряда при достижении критического значения напряжения (функция защиты батареи от глубокого разряда)	Да
Температурная компенсация режима заряда АБ	Да
Контроль сопротивления изоляции	Да
Автоматическое включение резервного преобразователя	Да
Контроль режима заряда АБ	Да
Контроль целостности цепей присоединения АБ	Да
Наличие системы защиты от КЗ и аномальных режимов со стороны сети переменного тока и выходных зажимов	Да
Дистанционный контроль и изменение параметров режима заряда АБ	Да
Методы заряда АБ	U, IU, IUI, выравнивающий заряд
Контроль и хранение информации об аварийных событиях в ЗПУ	Да
Автоматическое восстановление заряда АБ после перерывов питания со стороны переменного тока	Да
Автоматическое измерение изоляции цепей присоединений	Да
Сигнализация о снижении изоляции цепей присоединений	Да
Автоматическое измерение напряжений на шинах секций оперативного тока и их присоединениях	Да
Контроль и сигнализация о снижении и повышении напряжения на шинах постоянного тока	Да
Контроль и сигнализация о превышении пульсаций тока АБ	Да
Контроль и сигнализация о превышении пульсаций напряжения шин оперативного тока	Да
Размещение органов отображения измеряемых параметров на двери шкафа	Да
Аккумуляторная батарея	
Тип АБ	необслуживаемая
Напряжение элемента, В	12
Тип электролита	гелеобразный
Нормируемая продолжительность аварийного режима (при снижении емкости АБ в конце срока службы на 20%), ч	не менее 3 часов
Срок службы АБ не менее, лет	12