

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»

СОГЛАСОВАНО

Начальник  
департамента КиТ АСУ  
ПАО «МРСК Центра»

 Е. Е. Симонов

«22» 09 2017 г.

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора  
- главный инженер  
Филиала ПАО «МРСК Центра»-  
«Ярэнерго»

 А.Н. Павлов

«15» сентября 2017 г.

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»  
Проектно-изыскательские работы по модернизации системы  
телемеханики ПС 110 кВ Ростов

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Действует с \_\_\_\_\_ г.

СОГЛАСОВАНО

Начальник  
управления РиЭ АСДУ  
ПАО «МРСК Центра»

 Д.А. Петров

«21» 09 2017 г.

СОГЛАСОВАНО:


Начальник управления КиТ АСУ  
Филиала ПАО «МРСК Центра»-  
«Ярэнерго»

 А.В. Полетаев




«15» сентября 2017 г.

 А.М. Калашников

## СОСТАВИЛИ:

Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»	Ведущий инженер ОЭ АСДУ	Комиссаров А.Б.		15.09.17

## СОГЛАСОВАНО:

Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»	Ведущий специалист отдела контроллинга ИТ и ТК	Комаров С.Н.		15.09.17
Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»	Начальник СЭ СДТУ и ИТ	Антощенко А.В.		15.09.17
Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»	Главный специалист ОЭ АСДУ	Емельянов А.М.		15.09.17

## Оглавление

ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	4
1. Общие сведения.....	5
2. Назначение и цели создания системы .....	6
3. Характеристики объектов автоматизации .....	6
4. Виды измеряемой, регистрируемой и передаваемой информации с ПС.....	6
5. Требования к рабочей документации.....	7
6. Требования к ПТК ПС .....	10
7. Порядок сдачи и приемки работ .....	13
8. Требования к подрядчику .....	13
Приложение 1 .....	14

## ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Термины, сокращения и определения, используемые в тексте данного Технического задания, приведены в таблице:

<b>АПТС</b>	Аварийно-предупредительная телесигнализация
<b>АРМ</b>	Автоматизированное рабочее место
<b>АСДУ</b>	Автоматизированная система диспетчерского управления
<b>АСУЭ</b>	Автоматизированная система учета электроэнергии
<b>АСУ ТП</b>	Автоматизированная система управления технологическим процессом
<b>ВЛ</b>	Воздушная линия электропередачи
<b>ДП</b>	Диспетчерский пункт
<b>ЗИП</b>	Запасные части, Инструменты и Принадлежности
<b>ИБП</b>	Источник бесперебойного питания
<b>КА</b>	Коммутационный аппарат
<b>ПО</b>	Програмное обеспечение
<b>ПС</b>	Подстанция
<b>ПТК</b>	Программно-технический комплекс
<b>ПУЭ</b>	Правила устройства электроустановок
<b>РЗА</b>	Релейная защита и автоматика
<b>РПН</b>	Устройство регулирования переключения напряжения
<b>РЭС</b>	Районные электрические сети
<b>СГЭ</b>	Система гарантированного электропитания
<b>ТЕР</b>	Территориальные единичные расценки
<b>ТЗ</b>	Техническое задание
<b>ТК</b>	Телекоммуникации
<b>ТМ</b>	Телемеханика
<b>ТС</b>	Телесигнализация
<b>ТТ</b>	Трансформатор тока
<b>ТУ</b>	Телеуправление
<b>ФЕР</b>	Федеральные единичные расценки
<b>ЦУС</b>	Центр управления сетями

# 1. Общие сведения

Данный документ создан в соответствии с «Единым стандартом ПАО «Россети» (положение о закупке)» с целью оптимального выбора исполнителя услуги по выполнению проектно-изыскательских работ модернизации ТМ ПС.

## 1.1. Наименование работ

Проектирование ПТК подстанции 110 кВ Ростов Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго».

## 1.2. Реквизиты Заказчика

- Полное наименование: ПАО "МРСК Центра"Почтовый
- Почтовый адрес: 127018, Россия, г. Москва, ул. 2-я Ямская, д.4
- ИНН/КПП: 6901067107 / 760602001
- ОГРН: 1046900099498
- Банк: «Нордеа Банк» (ОАО), г.Москва
- Расчетный счет: 40702810435000246736
- Корр. счет: 301018109000000000990
- БИК банка: 044583990.

## 1.3. Плановые сроки

Начало – с момента заключения договора, окончание работ – 7 недель с момента заключения договора.

## 1.4. Финансирование работ

Финансирование работ выполняется согласно статьи «Реконструкция ПС 110/35/10кВ Ростов с заменой масляных выключателей 110кВ на элегазовые, ТТ и РЗА» инвестиционной программы 2018 г. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

## 1.5. Этапы, состав и сроки проведения работ

№ п/п	Наименование этапов	Сроки выполнения
1.	Проведение предпроектного обследования объекта	1 неделя
2.	Разработка и предоставление технических решений	1 неделя
3.	Согласование с Заказчиком технических решений	1 неделя
4.	Разработка рабочей документации. Рабочая документация в обязательном порядке должна содержать: <ul style="list-style-type: none"> <li>• пояснительную записку;</li> <li>• планы размещения оборудования и кабельных трасс;</li> <li>• схемы однолинейные принципиальные ПС;</li> <li>• таблицы соединений и подключений (кроссовые журналы);</li> <li>• схемы организации каналов телемеханики;</li> <li>• спецификации оборудования и материалов;</li> <li>• локальные сметы на оборудование, локальные сметы на монтажные работы, локальные сметы на пусконаладочные работы, сводные сметные расчеты по каждому объекту и общий сводный сметный расчет по всем объектам;</li> <li>• программу и методики испытаний.</li> </ul>	3 недели
5.	Согласование и утверждение полного комплекта РД, включая проектно-сметную документацию, в Филиале ПАО «МРСК Центра»	1 неделя

- «Ярэнерго» и ИА ПАО «МРСК Центра».	
--------------------------------------	--

## 2. Назначение и цели создания системы

### 2.1. Назначение

2.1.1. ПТК ПС предназначен для повышения надежности, экономичности и безопасности эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ПС за счет автоматизации технологических процессов ПС.

2.1.2. ПТК предназначен для автоматизации следующих задач оперативно-технологического управления ПС 110 кВ Ростов:

- контроль технологического режима и состояния оборудования;
- управление основным и вспомогательным оборудованием;
- информационно-аналитической поддержки персонала.

### 2.2. Цели создания

2.2.1. Повышение наблюдаемости ПС, передача технологической информации на все уровни принятия решений;

2.2.2. Повышение эффективности диспетчерского управления;

2.2.3. Ускорение ликвидации нарушений и аварий оборудования ПС. Снижение недоотпуска электроэнергии за счет получения оперативной информации о состоянии оборудования и возможности оперативного управления объектом.

## 3. Характеристики объектов автоматизации

### 3.1. Месторасположение ПС:

Ярославская область

Ростовский РЭС (адрес: 152150, Ярославская область, г. Ростов, ул. Сосновая, д. 20):

- ПС 110 кВ Ростов (адрес: г. Ростов, ПС Ростов, ул. Сосновая, д.18);

### 3.2. Краткие сведения об объектах автоматизации:

- ПС 110 кВ Ростов подстанция с уровнем напряжения 110 кВ, питается от 4-х линий 110 кВ и одной линии 35 кВ, две секции шин 110 кВ, одна секция 35 кВ, две секции 10 кВ, 24 ячейки 10 кВ.

### 3.3. Условия эксплуатации объектов автоматизации и характеристика окружающей среды:

- температура от -30С до +40С, относительная влажность от 30 до 90%.

## 4. Виды измеряемой, регистрируемой и передаваемой информации с ПС

Проектируемый ПТК ПС должна обеспечивать возможность измерения, регистрации и передачи следующих видов информации:

- Положение выключателей и отделителей 10-110 кВ всех присоединений имеющих необходимые датчики положения коммутационного аппарата (перечень уточняется на этапе разработки технических решений);
- Положение устройств РПН (авто) трансформаторов с обмоткой ВН 110 кВ, положения разъединителей и заземляющих ножей (перечень уточняется на этапе разработки технических решений);
- Аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС), содержащая общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении нарушений в работе

оборудования и устройств, а также телесигнализацию о: срабатывании устройств РЗА (по каждому устройству РЗА), неисправности устройств РЗА, срабатывании пожарной и охранной сигнализации, сигналы от СГЭ и др.;

- Сигналы телеуправления коммутационными аппаратами (перечень уточняется на этапе разработки технических решений);
- Нагрузка (токовая, активная и реактивная мощность) всех отходящих от ПС ВЛ и фидеров напряжением 110 кВ и ниже (уровень 110 кВ по каждой фазе);
- Нагрузка (токовая, активная и реактивная мощности) всех шиносоединительных, секционных, обходных, мостовых, вводных выключателей напряжением 110 кВ и ниже (уровень 110 кВ по каждой фазе);
- Нагрузка (токовая, активная и реактивная мощности) сторон высокого, среднего и низкого напряжения всех трансформаторов (автотрансформаторов), присоединенных к шинам напряжением 110 кВ и ниже (уровень 110 кВ по каждой фазе);
- Нагрузка (токовая, реактивная мощность) по всем устройствам компенсации реактивной мощности;
- Величины напряжений (по каждой фазе и среднее линейное значение по 3-м фазам) по всем присоединениям 110 кВ и ниже, включая собственные нужды ПС;
- Измерения температуры в помещении установки оборудования ПТК и окружающей среды.

Объем передаваемой информации по проектируемой подстанции уточняется на этапе разработки технических решений и согласовывается с Заказчиком.

## **5. Требования к рабочей документации**

5.1. Вся проектная документация должна поставляться, как на бумажных носителях (3 экземпляра), так и в электронном виде на флэш-накопителе. Текстовая и графическая информация должна быть представлена в формате Microsoft Office, MS Visio, AutoCAD. Кроме того, на флэш-накопителе должны быть представлены копии всех документов в формате Adobe Acrobat Reader (.pdf).

5.2. Сметную документацию по объекту разработать в нормативной базе 2001 года в ТЕР (или ФЕР с пересчетом для области, где будут выполняться работы); локальные сметы разработать в базовых ценах; сводный сметный расчет в текущих ценах (на момент согласования РД). Сметы предоставлять в форматах Microsoft Excel и Adobe Acrobat Reader (.pdf).

5.3. Документы должны быть разработаны на основании следующих стандартов и нормативных документов:

5.3.1. СТО 34.01-6.1-002-2016. Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования.

5.3.2. ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;

5.3.3. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

5.3.4. ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;

5.3.5. ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;

5.3.6. РД 50-34.698-90. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;

5.3.7. ГОСТ Р 51840-2001 (МЭК 61131-1-92) Программируемые контроллеры. Общие положения и функциональные характеристики;

- 5.3.8. ГОСТ Р МЭК 870-3-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 3. Интерфейсы (электрические характеристики);
- 5.3.9. ГОСТ Р МЭК 870-5-5-96 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 5. Основные прикладные функции;
- 5.3.10. ГОСТ 24.208 - 80. Документация на АСУ, требования к содержанию документов стадии "Ввод в эксплуатацию";
- 5.3.11. ГОСТ 2.001-2013 Единая система конструкторской документации. Общие положения;
- 5.3.12. ГОСТ 2.105-95. ЕСКД. Общие требования к текстовым документам(с изменением № 1);
- 5.3.13. ГОСТ 2.106-96. ЕСКД. Текстовые документы;
- 5.3.14. ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы;
- 5.3.15. ГОСТ 2.610-2006 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов;
- 5.3.16. ГОСТ Р 8.655-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования;
- 5.3.17. ГОСТ 19.005-85 Единая система программной документации. Р-схемы алгоритмов и программ. Обозначения условные графические и правила выполнения;
- 5.3.18. ГОСТ 19.701-90 (ИСО 5807-85) Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения;
- 5.3.19. ГОСТ 24.301-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению текстовых документов (с изменениями № 1, 2).
- 5.3.20. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с изменениями № 1, 2, 3, 4, 5).
- 5.3.21. ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009) Стандартные напряжения.
- 5.3.22. ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний.
- 5.3.23. ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006) / [ГОСТ Р 51317.4.3-2006 (МЭК 61000-4-3:2006)] Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний.
- 5.3.24. ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний.
- 5.3.25. ГОСТ 30804.4.11-2013 (IEC 61000-4-11:2004) / ГОСТ Р 51317.4.11-2007 (МЭК 61000-4-11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний.
- 5.3.26. ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии.
- 5.3.27. ГОСТ 30805.22-2013 (CISPR 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений.
- 5.3.28. ГОСТ Р 51841-2001 (МЭК 61131-2-92) Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний.



- 5.3.29. ГОСТ Р МЭК 60073-2000 Интерфейс человеко-машинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации.
- 5.3.30. ГОСТ ИЕС 60255-5-2014 Реле электрические. Часть 5. Координация изоляции измерительных реле и защитных устройств. Требования и испытания.
- 5.3.31. ГОСТ Р МЭК 60297-3-101-2006 Конструкции несущие базовые радиоэлектронных средств. Блочные каркасы и связанные с ними вставные блоки. Размеры конструкций серии 482,6 мм (19 дюймов).
- 5.3.32. ГОСТ Р МЭК 60715-2003 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Установка и крепление на рейках электрических аппаратов в низковольтных комплектных устройствах распределения и управления.
- 5.3.33. ГОСТ Р МЭК 60917-1-2011 Модульный принцип построения базовых несущих конструкций для электронного оборудования. Часть 1. Общий стандарт.
- 5.3.34. ГОСТ Р МЭК 60917-2-2011 Модульный принцип построения базовых несущих конструкций для электронного оборудования. Часть 2. Секционный стандарт. Координационные размеры интерфейса для несущих конструкций с шагом 25 мм.
- 5.3.35. ГОСТ Р МЭК 60917-2-1-2011 Модульный принцип построения базовых несущих конструкций для электронного оборудования. Часть 2. Секционный стандарт. Координационные размеры интерфейса для несущих конструкций с шагом 25 мм. Раздел 1. Детальный стандарт. Размеры шкафов и стоек.
- 5.3.36. ГОСТ Р МЭК 60917-2-2-2013 Модульный принцип построения механических конструкций для радиоэлектронных средств. Часть 2. Секционный стандарт. Координационные размеры интерфейса для несущих конструкций с шагом 25 мм. Раздел 2. Детальный стандарт. Размеры блочных каркасов, шасси, объединительных плат, передних панелей и вставных блоков.
- 5.3.37. ГОСТ ИЕС 60947-5-1-2014 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 5-1. Аппараты и коммутационные элементы цепей управления. Электромеханические устройства цепей управления.
- 5.3.38. ГОСТ ИЕС 60950-1-2014 Оборудование информационных технологий. Требования безопасности. Часть 1. Общие требования.
- 5.3.39. ГОСТ 2.111-68. ЕСКД. Нормоконтроль;
- 5.3.40. ГОСТ 21.002-81. Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектно-сметной документации;
- 5.3.41. ГОСТ 28601.1-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Панели и стойки. Основные размеры;
- 5.3.42. ГОСТ 28601.2-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Шкафы и стоечные конструкции. Основные размеры;
- 5.3.43. ГОСТ 28601.3-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Каркасы блочные и частичные подвижные. Основные размеры;
- 5.3.44. ГОСТ Р 51179-98 (МЭК 870-2-1-95) Устройства и системы телемеханики. Часть 2. Условия эксплуатации. Раздел 1. Источники питания и электромагнитная совместимость;
- 5.3.45. ГОСТ ИЕС 60870-4-2011 Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования;
- 5.3.46. ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики;
- 5.3.47. ГОСТ Р МЭК 60870-5-103-2005 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 103. Обобщающий стандарт по информационному интерфейсу для аппаратуры релейной защиты;

- 5.3.48. ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей;
- 5.3.49. ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний;
- 5.3.50. ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний;
- 5.3.51. ГОСТ Р 51318.11-99 (СИСПР 11-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от промышленных, научных, медицинских и бытовых (ПНМ) высокочастотных установок. Нормы и методы испытаний;
- 5.3.52. РД 34-20-501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;
- 5.3.53. ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями»;
- 5.3.54. ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP);
- 5.3.55. Целевая модель прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями;
- 5.3.56. Исходные данные, представленные Заказчиком.
- 5.3.57. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», введенного в действие 22.02.2017 г.;
- 5.3.58. Стандарт ПАО «МРСК Центра» «Техническая политика системы учёта электрической энергии с удалённым сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии в распределительном электросетевом комплексе ОАО «МРСК Центра», введенного в действие 15.07.2014г.
- 5.4. Возможные отклонения от ТЗ – согласовываются с Заказчиком на этапе проведения ППО.

## 6. Требования к ПТК ПС

### 6.1. Общие требования

- 6.1.1. ПТК должен представлять собой комплекс, работающий в автоматизированном режиме и обеспечивающий сбор технологической информации с оборудования ПС и передачу этой информации на верхний уровень (ЦУС и ДП РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»).
- 6.1.2. Для решения задач оперативного обслуживания ПС ПТК должен обеспечивать возможность выполнения следующих функций:
- сбор значений аналоговых и дискретных параметров;
  - выдача управляющих воздействий;
  - обмен информацией с обособленными системами ПС и вышестоящими уровнями управления;
  - контроль функционирования устройств ПТК;
  - синхронизация времени устройств ПТК;
  - программная обработка данных.

- 6.2. Типы поддерживаемых приборов учета и протоколы обмена должны быть указаны в эксплуатационной документации на ПТК.
- 6.3. Требования к функциям ПТК изложены в п.6 стандарта организации ПАО «Россети» (СТО 34.01-6.1-002.2016). Сводная таблица технических требований к ПТК приведена в приложении 1.
- 6.4. Требования к характеристикам ПТК изложены в п.7 стандарта организации ПАО «Россети» (СТО 34.01-6.1-002.2016).
- 6.5. Требования к проектированию ПТК изложены в п.8 стандарта организации ПАО «Россети» (СТО 34.01-6.1-002.2016).
- 6.6. Требования к обеспечению ЭМС изложены в п.10 стандарта организации ПАО «Россети» (СТО 34.01-6.1-002.2016).
- 6.7. Требования к стандартизации и унификации изложены в п.12 стандарта организации ПАО «Россети» (СТО 34.01-6.1-002.2016).
- 6.8. Требования к техническому обслуживанию изложены в п.13 стандарта организации ПАО «Россети» (СТО 34.01-6.1-002.2016).
- 6.9. Требования к электропитанию ПТК
- 6.9.1. ПТК должен обеспечивать возможность электропитания от внешних цепей 230 В переменного и/или 220 В постоянного тока.
- 6.9.2. Технические средства ПТК должны быть устойчивы по отношению к электропитанию согласно ГОСТ Р 51179:
- при номинальном напряжении 230 В переменного тока:
  - к отклонению напряжения питания переменного тока от номинального напряжения по классу AC3;
  - к отклонению частоты переменного тока от номинальной частоты по классу F3;
  - к несинусоидальности напряжения переменного тока по классу H2;
  - при номинальном напряжении 220 В постоянного тока:
  - к отклонению напряжения постоянного тока от номинального напряжения по классу DC3;
  - к пульсациям напряжения источника постоянного тока по классу VR3.
- 6.9.3. Для электропитания устройств от источников электроэнергии, входящих в состав ПТК (преобразователей напряжения, источников бесперебойного питания и пр.), должны применяться рекомендованные номинальные значения напряжения постоянного и переменного тока согласно ГОСТ Р 51179 (разделы 4.2 и 4.3).
- 6.9.4. В составе ПТК должен быть предусмотрен резервный источник электропитания, обеспечивающий функционирование ПТК в течение 2х часов пропадания напряжения на вводе. Переключение питания нагрузки с сети на аккумуляторные батареи и наоборот не должно повлечь за собой сбой в работе устройств ПТК. Возможно применение единого ИБП для бесперебойного питания оборудования ТМ, АСУЭ и ТК
- 6.9.5. При проектировании ПТК должны быть предусмотрены меры по автоматическому восстановлению питания электрической энергией устройств ПТК в обход источника бесперебойного питания в случае его выхода из строя.
- 6.9.6. Должна быть предусмотрена возможность замены резервного источника электропитания в случае выхода его из строя без отключения ПТК (в «горячем» режиме).

## 6.10. Дополнительные требования к ПТК

6.10.1. При проектировании ПТК следует предусмотреть ввод контрольных кабелей в устройства ПТК через шкафы промежуточных клеммников.

6.10.2. В случае отсутствия места для размещения оборудования в существующих помещениях ПС предусмотреть размещение оборудования в проектируемом отдельно стоящем контейнере связи с внутренними размерами не менее 3,3х2,2х2,2 м. (длина х ширина х высота), имеющим собственный пит электропитания с АВР, систему автоматического поддержания заданной температуры воздуха и внутреннее освещение. Размещение контейнера на территории подстанции определить на этапе проектирования.

6.10.3. В случае размещения оборудования в шкафах 19" Необходимо руководствоваться следующими требованиями. Телекоммуникационный шкаф должен быть оснащен принудительной системой вентиляции (4 вентилятора), комплектом заземления, блоком электрических розеток не менее 8 гнезд, блоком автоматического контроля и регулировки температурных режимов. В телекоммуникационном шкафу предусмотреть установку полки для размещения дополнительного оборудования.

6.10.4. Тип, количество и место размещение шкафов определить проектом и согласовать с Заказчиком.

6.10.5. Модули ввода-вывода ТС и ТУ должны иметь возможность «горячей замены», без отключения питания ПТК и перезагрузки контроллера;

6.10.6. Информационная емкость ПТК определяется проектом и должна составлять не менее 120 % фактического объема телеинформации;

6.10.7. Управление коммутационными аппаратами должно производиться через микропроцессорные терминалы РЗА в случае их наличия, либо напрямую при отсутствии микропроцессорных терминалов РЗА.

6.10.8. Для обеспечения надежности по напряжению 110 кВ должны устанавливаться отдельно цифровые измерительные преобразователи для системы учета электроэнергии и отдельно для оперативного контроля измеряемых параметров системы ТМ. Оба измерительных преобразователя должны быть подключены и интегрированы в ТМ ПС.

6.10.9. Для напряжения 35 кВ и ниже предусмотреть совместное использование ИП по отдельным цифровым интерфейсам (RS-485, CAN и/или др.) для систем АСУЭ и ТМ.

6.10.10. Количество и типы ИП согласовать с Заказчиком на стадии проведения ППО.

6.10.11. ПТК должен соответствовать требованиям серии стандартов ГОСТ Р 51179-98, ГОСТ Р МЭК 60870 «Устройства и системы телемеханики» и ГОСТ Р МЭК 61850, по степени достоверности передачи информации соответствие категории 1 по ГОСТ 26.205-88.

6.10.12. ПТК должен обеспечивать использование коммуникационных протоколов МЭК 61850 во внутриобъектовом обмене с системой АСУ подстанции, создаваемой на базе систем Релейной защиты и настоящей системы телемеханики.

6.10.13. В качестве головного контроллера АСУ ТП подстанции применить контроллер с горячим резервом с возможностью сбора информации по МЭК 61850, МЭК 608070-101/104, Modbus TCP и возможностью конвертирования и обмена информацией с внешними автоматизированными системами по МЭК 608070-104 и МЭК 61850. Контроллеры должны работать в среде встраиваемых операционных систем реального времени (Windows XP Embedded, Windows CE, Linux, QNX или другой).

6.10.14. Проектом предусмотреть:

- необходимое количество интерфейсов для подключения устройств РЗА согласно МЭК 61850-8.1 и МЭК 61850-7;

6.10.15. Контроллеры телемеханики должны быть интегрированы с шиной процесса АСУ с возможностью выполнения функций как «издатель» и «подписчик» GOOS-сообщений. Операции, для которых необходимы традиционные кабели физической связи (прием телесигналов, управление включением/отключением коммутационных аппаратов), должны максимально выполняться обменом цифровыми сообщениями между терминалами. При построении шины процесса применять коммутаторы, реально испытанные на работу в сетях

по МЭК 61850, поддерживающих приоритезацию трафика GOOS-обмена. При наличии достаточных обоснований допускается непосредственная оцифровка сигналов токов и напряжений измерительных и защитных трансформаторов с помощью устройств сопряжения с цифровой шиной (в статусе «издатель») и настройки устройств – «подписчиков» на работу с данной информацией по шине процесса.

6.10.16. Сбор и обработку цифровой информации от устройств РЗА выполнить согласно МЭК 61850-8.1 (MMS и GOOSE) на отдельном контроллере АСУ ТП.

## **7. Порядок сдачи и приемки работ**

При сдаче выполненных работ Подрядчик передает Заказчику согласованный и утвержденный комплект документации согласно данному техническому заданию, после чего оформляется акт выполненных работ. Обнаруженные при приемке работ замечания Подрядчик устраняет за свой счет и в сроки, установленные Заказчиком.

## **8. Требования к подрядчику**

Участвующие в закупке услуг должны иметь квалифицированный персонал, технологическую оснастку и опыт работы не менее 2 лет. Подрядчик обязан оказать качественную услугу по проектированию. Если в течение 1 года с момента приемки комплекта проектно-сметной документации в ней выявлены существенные недочёты, то Подрядчик устраняет данные ошибки за свой счет и в сроки, установленные Заказчиком.

## Приложение 1

### Требования к ПТК

Наименование параметра		Значение параметра
1.1 Подстанции с оперативным обслуживанием постоянным дежурным персоналом, дежурными на дому и/или оперативно-выездными бригадами		сбор значений аналоговых и дискретных параметров
		выдача управляющих воздействий
		обмен информацией с обособленными системами ПС и вышестоящими уровнями управления
		контроль функционирования ПТК
		синхронизация устройств ПТК
		программная обработка данных
1.2 Подстанции с оперативным обслуживанием постоянным дежурным персоналом (дополнительно к п.1.1)		контроль значений аналоговых и дискретных параметров
		ввод и отображение текущей и ретроспективной информации
		хранение информации
2.1 Прием аналоговых сигналов	переменного тока	1 А и 5 А
	переменного напряжения	57,7 В и 100 В
		230 В и 400 В
2.2 Потребляемая мощность по каждому измерительному входу тока и напряжения		не более 3 ВА
2.3 Время измерения (усреднение) аналоговых сигналов тока (1, 5 А) и напряжения (57,7, 100, 230, 400 В)		не более 200 мс (10 периодов 50 Гц)
2.4 Первичная обработка аналоговых сигналов		фильтрация высокочастотных помех
		фильтрация значений, близких к нулю
		масштабирование и смещение шкалы значений
		вычисление расчетных значений
		присвоение меток времени
2.5 Номинальные значения напряжения дискретных сигналов постоянного тока (Значения номинального напряжения дискретных сигналов должны быть указаны в эксплуатационной документации на устройство)		220 В и/или 24 В
2.6 Расположение источника питания датчиков дискретных сигналов напряжением 220 В постоянного тока		снаружи ПТК, питание от цепей оперативного тока (активные входные сигналы)
2.7 Уровни напряжения дискретных сигналов 220 В постоянного тока	низкий уровень сигнала	от -5 до 15 % от $U_{ном}$
	высокий уровень сигнала	от 75 до 125 % от $U_{ном}$
2.8 Расположение источника питания датчиков дискретных сигналов напряжением 24 В постоянного тока		внутри ПТК (пассивные входные сигналы)
2.9 Уровни напряжения дискретных сигналов 24 В	Низкий уровень сигнала	от 0 до 5 В

Наименование параметра		Значение параметра
постоянного тока	Высокий уровень сигнала	от 15 до 30 В
2.10 Номинальный ток дискретных сигналов 24 В постоянного тока при замкнутых контактах		от 5 до 10 мА
2.11 Номинальное сопротивление внешней цепи канала измерения дискретных сигналов на 24 В постоянного тока, при котором фиксируется состояние «замкнуто»		150 Ом
2.12 Минимальное сопротивление внешней цепи канала измерения дискретных сигналов на 24 В постоянного тока, при котором фиксируется состояние «разомкнуто»		50 кОм
2.13 Первичная обработка собираемых значений дискретных параметров		устранение влияния «дребезга» контактов
		присвоение меток времени
		проверка достоверности значений
2.14 Время подавления «дребезга» контактов для дискретных сигналов		10 мс и более с шагом 1 мс
2.15 Проверка достоверности значений дискретных параметров, сигнализирующих о положении КА		посредством контроля информации от вспомогательных контактов цепей сигнализации положения КА в соответствии с таблицей 1
2.16 Прием унифицированных сигналов	тока	4-20 мА
	напряжения	0-10 В
2.17 Сбор значений аналоговых и дискретных параметров от обособленных систем ПС (РЗА, АСУЭ и пр.) по цифровым каналам связи		в соответствии с требованиями к информационному обмену информацией с обособленными системами ПС
3.1 Формирование управляющих воздействий на исполнительные устройства		по командам персонала ПС с АРМ, выносных панелей или ключей управления (при наличии)
		по командам телеуправления
3.2 Выдача управляющих воздействий на исполнительные устройства		непосредственно от ПТК
		через устройства обособленных систем (РЗА, АСУЭ)
3.3 Номинальное напряжение коммутации дискретных выходов (Значения номинального напряжения коммутации дискретных выходов должны быть указаны в эксплуатационной документации на устройство)		220 В и/или 24 В постоянного тока
3.4 Коммутационная способность контактов на замыкание с постоянной времени 0,05с для категории применения согласно ГОСТ IEC 60947-5-1	DC-13	5 А 220 В постоянного тока
	DC-12	0,1 А от 24 до 250 В постоянного тока
3.5 Коммутационная способность контактов на размыкание с постоянной	DC-13	0,25 А

Наименование параметра		Значение параметра
времени 0,05с для категории применения согласно ГОСТ ИЕС 60947-5-1	DC-12	0,1 А от 24 до 250 В постоянного тока
3.6 Коммутационная способность контактов при напряжении от 24 до 250 В в цепях постоянного тока с постоянной времени индуктивной нагрузки 0,02 с		30 Вт
4.1 Наличие интерфейсов физического уровня (Перечень поддерживаемых физических интерфейсов должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)		IEEE группы 802.3 Ethernet («витая пара» и/или оптическое волокно)
		RS-485 (EIA/TIA-485-A)
4.2 Поддержка протоколов обмена с вышестоящими уровнями управления		ГОСТ Р МЭК 60870-5-104
		ГОСТ Р МЭК 60870-5-101
4.3 Передача информации на вышестоящие уровни управления в соответствии с методами передачи данных предусмотренными ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104		наличие меток времени и атрибутов качества
4.4 Временное (до снятия электропитания с устройства) хранение (буферизация) передаваемой на вышестоящие уровни управления информации		не менее 1 000 последних значений дискретных параметров и событий
		не менее 1 000 последних значений аналоговых параметров
4.5 Наличие возможности обмена информацией с вышестоящими уровнями управления		не менее чем с 3 пунктами управления с индивидуальным набором параметров и команд для каждого пункта управления
4.6 Поддержка протоколов обмена с обособленными системами ПС (Перечень поддерживаемых протоколов обмена должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)		ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 (контролирующая станция)
		и/или
		ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (контролирующая станция)
		ГОСТ Р МЭК 60870-5-103 (контролирующая станция)
5.1 Ввод информации с использованием диалоговых окон		опционально МЭК 61850-8-1 (клиент)
		команд управления для дискретных параметров (управление приводами КА, переключателями устройств регулирования напряжения и реактивной мощности и т.п.
		текущих значений параметров («ручной ввод») для дискретных и аналоговых параметров нетелемеханизированного оборудования
		диспетчерских пометок (плакатов безопасности, переносных заземлений) для основного и вспомогательного оборудования подстанции
5.2 Отображение информации	мнемосхемы	навигация по мнемосхемам
		масштабирование мнемосхем
		вывод графических примитивов на мнемосхеме



Наименование параметра		Значение параметра
		динамическое изменение свойств элементов мнемосхемы в зависимости от заданных условий
		вывод диалоговых форм
		вывод мнемосхем на печать
	табличные формы	вывод текущих значений аналоговых и дискретных параметров и их атрибутов в виде строк и/или столбцов таблицы
		изменение оформления таблицы
		вывод таблицы на печать
	графики	вывод значений аналоговых параметров (не менее 6) на графике
		изменение оформления графика
		изменение масштаба отображения графика по оси времени от 1 минуты до 1 года
		изменение масштаба (ручное, автоматическое) графика по оси значений аналогового параметра
		вывод графика на печать
5.3 Формирование, печать и экспорт отчетов и ведомостей по заданным шаблонным формам с экспортом в форматы (Перечень поддерживаемых форматов должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)		Portable Document Format (PDF) и/или текстовый формат (TXT) и/или Microsoft Excel (XLS(X)) и/или OpenDocument Format (ODS)
6.1 Наличие возможности контроля значений аналоговых и дискретных параметров		выход значения аналогового параметра за заданные пределы и возврат в норму изменение значения дискретного параметра изменение атрибутов качества значения аналогового и дискретного параметра для АСУ ТП ПС изменение значения выражения с применением логических и арифметических операций, операций сравнения
6.2 Наличие возможности задания типа (класса) события (минимальный перечень типов/классов событий)		предупреждение: отклонение значения параметра выходит за нормально допустимые значения для АСУ ТП ПС авария: отклонение значения параметра выходит за предельно допустимые значения для АСУ ТП ПС
6.3 Наличие возможности задания для аналогового параметра пределов (минимальное количество)		2 предупреди-тельных предела для АСУ ТП ПС 2 аварийных предела для АСУ ТП ПС
6.4 Наличие возможности задания зоны нечувствительности при выходе значения аналогового параметра за установленные пределы и возврата в норму		по времени превышения/ понижения установленных пределов измерений для АСУ ТП ПС по величине превышения/ понижения установленных пределов измерений для АСУ

Наименование параметра		Значение параметра
		ТП ПС
6.5 Регистрация событий		с присвоением метки времени
6.6 Оповещение персонала о событиях		визуальные сигналы (журнал событий) для АСУ ТП ПС
		звуковые сигналы для АСУ ТП ПС
7.1 Наличие атрибутивной информации при сохранении значений параметров и событий		метка времени
		атрибуты качества
7.2 Разрешение метки времени сохраняемых значений параметров и событий		не хуже 1 мс
7.3 Методы сохранения	Значений аналоговых и дискретных параметров	циклически, с настраиваемой длительностью цикла от 1 секунды (шаг настройки длительности цикла 1 секунда, максимальная длительность цикла не менее 3600 секунд) и по изменению значения на заданную величину и при изменении атрибутов.
7.4. Глубина хранения данных в контроллерах ПТК	Значений параметров и событий (в исходном виде)	- не менее 1000 записей
7.4 Глубина хранения на серверах ПТК для АСУ ТП ПС	Значений параметров и событий (в исходном виде)	не менее 3 месяцев
	Значений параметров и событий (после применения алгоритмов усреднения, прореживания и пр.)	не менее 1 года
	Файлов осциллограмм	не менее 3 месяцев
8.1 Сбор и передача значений параметров контроля функционирования		устройств ПТК
		устройств обособленных систем, установленных на ПС
8.2 Наличие поддержки протоколов сбора данных о функционировании сетевого и серверного оборудования		SNMP (рекомендуется версия 3 или выше)
8.3 ПТК должен обеспечивать возможность передачи значений контролируемых параметров состояния устройств ПТК на вышестоящие уровни управления (Перечень поддерживаемых протоколов обмена должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)		SNMP (рекомендуется версия 3 и выше) и/или ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104
9.1 Прием сигналов точного времени для ПС 110 кВ и выше (Перечень поддерживаемых протоколов обмена		от вышестоящих уровней управления: ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и/или

Наименование параметра		Значение параметра
должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)		ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 и/или (S)NTP
		от спутников ГЛОНАСС (от спутников GPS только в качестве резервного источника)
9.2 Прием сигналов точного времени для ПС 35 кВ (Перечень поддерживаемых протоколов обмена должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)		от вышестоящих уровней управления: ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и/или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 и/или (S)NTP
		от спутников ГЛОНАСС (рекомендуется) (от спутников GPS только в качестве резервного источника)
9.3 Протоколы синхронизации устройств ПТК и обособленных систем ПС (Перечень поддерживаемых протоколов обмена должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)		ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и/или ГОСТ Р МЭК 60870-5-103 и/или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 и/или (S)NTP и/или IEEE 1588
9.4 Точность синхронизации внутренних таймеров устройств ПТК, обеспечивающих непосредственное управление оборудованием, измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования между собой	при размещении ПТК на подстанциях 35 кВ	не хуже 100 мс
	при размещении ПТК на подстанциях 110 кВ и выше	не хуже 1 мс
9.5 Точность синхронизации внутренних таймеров устройств ПТК при наличии внешних сигналов точного времени со всемирным координированным временем (UTC)	при размещении ПТК на подстанциях 35 кВ	не хуже 1000 мс
	при размещении ПТК на подстанциях 110 кВ и выше	не хуже 1 мс
9.6 Точность хода встроенных часов устройств ПТК, обеспечивающих непосредственное управление оборудованием, измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования при отсутствии		не хуже $\pm 1,0$ с/сут

Наименование параметра		Значение параметра
возможности синхронизации со всемирным координированным временем (UTC) в диапазоне рабочих температур		
10.1 Возможность ввода, редактирования и выполнения программ обработки данных по заданным алгоритмам, в том числе для реализации		программной (логической) оперативной блокировки управления КА контроля собираемых значений параметров
11.1 Класс защиты человека от поражения электрическим током		не хуже I
11.2 Защита персонала от поражения электрическим током		защита от прямого прикосновения
		защитное заземление
		защита от остаточных электрических зарядов
		гальваническая изоляция цепей каналов ввода/вывода друг от друга и от частей устройства, доступных для прикосновения пользователя
11.3 Электрическая прочность и сопротивление изоляции	между цепями номинального напряжения до 42 В	не менее 3Uном
		в соответствии указаниями производителя, но не менее 1 МОм; не менее 0,5 МОм при питании от отдельного источника или через разделительный трансформатор
	между цепями номинального напряжения от 130 до 250 В	не менее 1.5 кВ (нормальные условия испытаний) не менее 0,9 кВ (при верхнем значении относительной влажности)
		в соответствии указаниями производителя, но: не менее 1 МОм; не менее 10 МОм в цепях управления и питания
	между цепями номинального напряжения от 250 до 660 В	не менее 2 кВ (нормальные условия испытаний) не менее 1,5 кВ (при верхнем значении относительной влажности)
		в соответствии указаниями производителя, но: не менее 1 МОм (с подключенными цепями); не менее 10 МОм в цепях управления и питания
	для цепей, питаемых непосредственно от измерительных трансформаторов	не менее 2 кВ
11.4 Маркировка технических средств ПТК		в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.091 (подраздел 5.1)
11.5 Кабельная продукция в составе ПТК	контрольные кабели и кабели питания	с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение с индексом не ниже нг(А)-LS)

Наименование параметра		Значение параметра
	информационные кабели	
11.6 Безопасность изолированных корпусов оборудования ПТК от распространения огня		согласно ГОСТ Р 51321.1 (пункт 7.1.4)
12.1 Предельные значения нагрева доступных частей ПТК (максимальные нагрев)	рукоятки, кнопки и т.п., которые удерживаются в руках или которых касаются в течение короткого времени	60 (металл) 70 (стекло) 85 (пластмасса и резина)
	рукоятки, кнопки и т.п., продолжительно удерживаемые в руках при нормальной работе	55 (металл) 65 (стекло) 75 (пластмасса и резина)
	внешние поверхности оборудования	70 (металл) 80 (стекло) 95 (пластмасса и резина)
	части внутри оборудования	70 (металл) 80 (стекло) 95 (пластмасса и резина)
13.1 Состав мер защиты информации		согласно приложению Б
13.2 Нерегламентированный доступ в/из сетей общего пользования к устройствам ПТК		не допускается
13.3 Использование беспроводных соединений для подключения к устройствам ПТК		не допускается
14.1 Показатели надежности ПТК	среднее время ремонта	не более 6 часов
	безотказность	не менее 4 000 часов
	полный средний срок службы	не менее 15 лет
14.2 Способы обеспечения ремонтпригодности технических средств ПТК на подстанции		замена поврежденного функционального модуля (блока) или типового элемента
15.1 Время, прошедшее от момента приема команды телеуправления до момента выдачи управляющего воздействия на исполнительное устройство		не более 1 секунды
15.2 Время, прошедшее с момента изменения состояния дискретного входа устройства ПТК до момента начала спорадической передачи информации на вышестоящие уровни управления	при размещении ПТК на подстанциях 35 кВ	не более 5 секунд
	при размещении ПТК на подстанциях 110 кВ и выше	не более 1 секунды
15.3 Время холодного старта устройств ПТК		серверов, рабочих станций не более 5 минут

Наименование параметра		Значение параметра
	контроллеров, измерительных преобразователей, УСО	не более 2 минут
	коммутаторов, маршрутизаторов, модемов, медиаконверторов, преобразователи интерфейсов	не более 1 минуты
15.4 Время, прошедшее от момента изменения входного сигнала до момента появления информации об изменении на экране монитора АРМ (для АСУ ТП с АРМ оперативного персонала)		не более 2 секунд
16.1 Устойчивость и прочность устройств ПТК к условиям эксплуатации, хранения и транспортировки (допускается размещение устройств ПТК внутри защитной оболочки). (Вид климатического исполнения должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)		согласно требованиям ГОСТ 15150
16.2 Устойчивость и прочность ПТК к воздействию атмосферного давления	при размещении на высоте до 1000 м над уровнем моря	от 84,0 до 106,7 кПа
	при размещении на высоте до 3000 м над уровнем моря	от 66,0 до 106,7 кПа
16.3 Группа механического исполнения устройств ПТК	размещаемые в шкафах, панелях РЗА без коммутационных аппаратов	Синусоидальная вибрация: Диапазон частот, Гц 0,5 - 100 Максимальная амплитуда ускорения, м·с <sup>-2</sup> (g) 2,5 (0,25) Степень жесткости 8
	размещаемые в отсеках РЗА в комплектных распределительных устройствах с коммутационными аппаратами	Синусоидальная вибрация: Диапазон частот, Гц 0,5 - 100 Максимальная амплитуда ускорения, м·с <sup>-2</sup> (g) 2,5 (0,25) Степень жесткости 8 Удары одиночного действия: Пиковое ударное ускорение, м·с <sup>-2</sup> (g) 30 (3) Длительность действия ударного ускорения, мс 2 - 20 Степень жесткости 1
17.1 Номинальное напряжение питания (Значения номинального напряжения питания должны быть указаны в эксплуатационной документации на устройство)		230 В переменного тока и/или 220 В постоянного тока
17.2 Устойчивость к отклонениям напряжения питания		-20 %...+15 %
17.3 Устойчивость к отклонениям частоты		±5 %

Наименование параметра		Значение параметра
переменного тока		
17.4 Устойчивость к несинусоидальности переменного тока		до 10 %
17.5 Устойчивость к пульсациям постоянного тока		до 5 %
17.6 Применяемые номинальные значения напряжения постоянного и переменного тока для электропитания устройств от источников электроэнергии, входящих в состав ПТК		230 В, 110 В переменного тока 12 В, 24 В, 110 В, 220 В постоянного тока
18.1 Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты	для технических средств, размещаемых в релейных залах	длительно 10 А/м
	для технических средств, размещаемых в ячейках	длительно 30 А/м; кратковременно (1-3 с) 300 А/м
18.2 Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю 80 - 3000 МГц		10 В/м
18.3 Устойчивость к электростатическим разрядам		контактный разряд $\pm 6$ кВ, воздушный разряд $\pm 8$ кВ
18.4 Повторяющиеся колебательные затухающие помехи	порты электропитания переменного и постоянного тока	1 кВ (по схеме провод-земля)
		2,5 кВ (по схеме провод-провод)
	сигнальные порты	0.5 кВ (полевое соединение по схеме провод-земля)
		1 кВ (полевое соединение по схеме провод-провод)
		1 кВ (соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи по схеме провод-земля)
		2 кВ (соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи по схеме провод-провод)
18.5 Микросекундные импульсные помехи большой энергии (1/50 мкс - 6,4/16 мкс)	порты электропитания переменного тока	2 кВ (по схеме провод-земля)
		4 кВ (по схеме провод-провод)
	порты электропитания постоянного тока	1 кВ (по схеме провод-земля)
		2 кВ (по схеме провод-провод)
	сигнальные порты	0.5 кВ (локальное соединение по схеме провод-земля)
		1 кВ (локальное соединение по схеме провод-провод)
		1 кВ (полевое соединение по схеме провод-земля)

Наименование параметра		Значение параметра
		2 кВ (полевое соединение по схеме провод-провод)
		2 кВ (соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи по схеме провод-земля)
		4 кВ (соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи по схеме провод-провод)
18.6 Наносекундные импульсные помехи	порты электропитания переменного и постоянного тока, функциональные порты	4 кВ
	сигнальные порты	1 кВ (локальное соединение)
		2 кВ (полевое соединение)
		2 кВ (соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи)
18.7 Кондуктивные помехи, наведенные радиочастотными электромагнитными полями	порты электропитания переменного и постоянного тока, сигнальные порты, функциональные порты	10 В
18.8 Кондуктивные помехи в полосе частот от 0 до 150 кГц	сигнальные порты	30 В (длительные помехи), 300 В (1 с) (полевое соединение, соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи)
18.9 Провалы напряжения по портам электропитания переменного тока		$\Delta U$ 30 % (1 период) $\Delta U$ 60 % (50 периодов)
18.10 Прерывания напряжения по портам электропитания переменного тока		$\Delta U$ 50 % (5 периодов) $\Delta U$ 100 % (50 периодов)
18.11 Провалы напряжения по портам электропитания постоянного тока		$\Delta U$ 30 % (1 с) $\Delta U$ 60 % (0,1 с)
18.12 Прерывания напряжения по портам электропитания постоянного тока		$\Delta U$ 100 % (0,5 с)
18.13 Пульсации напряжения для портов электропитания постоянного тока		10 % $U_n$
18.14 Радиопомехи от оборудования: Помехоэмиссия		по нормам для оборудования класса А
18.15 Затухающие колебательные магнитные поля	для технических средств, размещаемых в релейных залах	10 А/м
	для технических средств, размещаемых в	30 А/м



Наименование параметра		Значение параметра
	ячейках	
	для технических средств, размещаемых вблизи КРУЭ или кабельных линий 110 кВ и выше	100 А/м
18.16 Импульсные магнитные поля от молний и первичных цепей	для технических средств, размещаемых в релейных залах	100 А/м
	для технических средств, размещаемых в ячейках	300 А/м
19.1 Техническое обслуживание ПТК		в соответствии с требованиями производителей программно-технических средств ПТК
		рекомендуется применение программно-технических средств, требующих технического обслуживания не чаще 1 раза в год
19.2 Гарантийный срок (исчисляемый от начала промышленной эксплуатации ПТК)		не менее 36 месяцев
20.1 Конструктивное исполнение технических средств		унифицированные конструкции согласно ГОСТ 28601.1, ГОСТ 28601.2, ГОСТ 28601.3, ГОСТ 20504, ГОСТ Р МЭК 60297-3-101, ГОСТ Р МЭК 60917-1, ГОСТ Р МЭК 60917-2, ГОСТ Р МЭК 60917-2-1, ГОСТ Р МЭК 60917-2-2, ГОСТ Р МЭК 60715
20.2 Используемые питающие напряжения устройств ПТК	для устройств, размещаемых в шкафах	не более двух номинальных значений
	для устройств, размещаемых в отсеках вторичного оборудования ячеек распределительного устройства	не более одного номинального значения
21.1 Режим работы		непрерывный, без постоянного обслуживающего персонала
21.2 Индикация состояния	контроллеры, измерительные преобразователи, УСО, коммутаторы, серверы	исправность и/или режим работы, наличие электропитания

Наименование параметра		Значение параметра
	контроллеры, УСО	состояние входов/выходов
21.3 Контроль технического состояния	контроллеры, коммутаторы, серверы, рабочие станции	встроенные средства контроля технического состояния с возможностью передачи значений контролируемых параметров на вышестоящие уровни управления
21.4 Хранение программ и данных конфигурации		в энергонезависимой памяти
21.5 Устройства ПТК должны иметь в комплекте поставки		паспорт (формуляр, этикетка) на устройство ПТК и комплекс в целом
		руководство по эксплуатации (РЭ) на каждое устройство ПТК и комплекс в целом
		инструкция по монтажу, пуску, настройке (допускается раздел в РЭ)
		ведомость ЗИП (допускается раздел в РЭ);
		руководство оператора по каждому пакету ПО (допускается в одном документе)
		руководство администратора по каждому пакету ПО (допускается в одном документе)
21.6 Средства измерений, входящие в состав ПТК должны иметь в комплекте поставки		ведомость эксплуатационных документов
		свидетельство о поверке при выпуске из производства (до поставки на объект), допускается отметка о первичной поверке в заводском паспорте (формуляре)
		копия свидетельства об утверждении типа средств измерений
		описание типа средств измерений с полным перечнем измеряемых параметров и их метрологическими характеристиками
21.7 Защита от проникновения твердых предметов и воды	для размещения оборудования в закрытых помещениях (ОПУ, РИЦ, ЗРУ и пр.)	не хуже IP 21
	для размещения оборудования на открытом воздухе (ОРУ)	не хуже IP 55
21.8 Конструктивное исполнение серверного оборудования ПТК		для установки в шкафы и стойки согласно ГОСТ 28601.1 и ГОСТ 28601.2.
21.9 Средства отображения визуальной информации		цветные графические жидкокристаллические дисплеи с разрешением экрана не менее чем 1280×1024 точек с диагональю не менее 22"
21.10 Конструктивное исполнение телекоммуникационного оборудования ПТК		для установки в шкафы и стойки согласно ГОСТ 28601.1 и ГОСТ 28601.2, для установки на монтажную рейку типа TH35 по ГОСТ Р МЭК 60715
22.1 Количество обрабатываемых параметров		не менее 5000
22.2 Функциональные возможности программного		локальное и удаленное конфигурирование

Наименование параметра		Значение параметра
обеспечения, предназначенного для наладки и обслуживания ПТК		(параметри-рование) ПТК
		тестирование и диагностика работы ПТК
		разработка экранных форм, шаблонных форм отчетов и ведомостей
		ввод и редактирование программ обработки данных по заданным алгоритмам
22.3 Состав эксплуатационной документации на программное обеспечение		спецификация программного обеспечения
		текст программы (описание прикладных алгоритмов)
23.1 Язык интерфейса пользователя программного обеспечения		русский, допускается английский язык для администри-рования ПТК
24.1 Относительная нормируемая погрешность	действующее значение фазного тока	не хуже $\pm 0,5 \%$
	действующее значение напряжения	не хуже $\pm 0,5 \%$
	активная мощность	не хуже $\pm 1,6 \%$
	реактивная мощность	не хуже $\pm 1,6 \%$
24.2 Класс точности измерительных преобразователей		не хуже 0,5
24.3 Межповерочный интервал средств измерений		не менее 8 лет