

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора

- главный инженер

Филиала ПАО «МРСК Центра» –
«Воронежэнерго»


В.А. Антонов

«26» 01 2018 г.

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

Проектно-изыскательские работы по модернизации ПС Александровка (Россошанский РЭС),
Александровка (Таловский РЭС), Андреевка, Белогорье, Вихляевка, Кисельное,
Колодежанское, Корояшник, Кр. Лиман, Лизиновка, Неровновка, ПТФ «Рассвет», Сагуны,
Саприно, Сергеевка, Сотницкая, Степановка, Тхоревка, Шапошниковка, Юрасовка в части
первичного оборудования, РЗА, АСУЭ, ТМ и КС.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Действует с _____ г.

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ:

Исполнительный аппарат ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование подразделения	Должность	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
1	Департамент КиТ АСУ	Начальник департамента	Симонов Е.Е.		01.02.2018
2	Департамент ОТ и СУ	Заместитель главного инженера по оперативно-технологическому и ситуационному управлению - начальник департамента оперативно-технологического и ситуационного управления	Юриков Я.И.		02.02.18
3	Департамент учета электроэнергии	Начальник департамента	Завалин И.С.		02.02.18
4	Департамент ТПиРОиР ОЭХ	Начальник департамента	Румянцев Р.А.		02.02.18
5	Управление РиЭ АСДУ	Начальник управления	Петров Д.А.		30.01.2018

Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»

№ п/п	Наименование подразделения	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
1	Управление КиТ АСУ	И.о. начальника управления	Пархоменко А.Г.		25.01.2018
2	ЦУС	Заместитель главного инженера по ОТиСУ - начальник ЦУС	Мокляков О.В.		25.01.18
3	Управление учета электроэнергии	Начальник управления	Романенко А.В.		25.01.18
4	Служба РЗАИиМ	Начальник службы	Анищенко Д.А.		26.01.18
5	Служба подстанций	Начальник службы	Коробов Н.А.		16.01.18

Составили:

№ п/п	Наименование подразделения	Должность	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
1	ОЭ АСДУ СЭ СДТУ и ИТ	Начальник отдела	Новичков Н.П.		25.01.18

Согласовано Фомин А.А. 30.01.2018.
 Согласовано Костин А.У.
 Согласовано Иванов В.В.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
1. Общие сведения	6
2. Назначение и цели создания	8
3. Характеристики объекта автоматизации	8
4. Виды измеряемой, регистрируемой и передаваемой информации с ПС	9
5. Требования к составу рабочей документации	9
6. Общее положение	13
7. Требования к функциям ПТК	14
8. Требования к характеристикам ПТК	17
9. Требования к электропитанию ПТК	24
10. Требования к обеспечению ЭМС	25
11. Требования к техническому обслуживанию и гарантии	25
12. Требования к стандартизации и унификации	26
13. Требования к видам обеспечения	26
14. Дополнительные требования к ПТК	28
15. Требования к подрядчику.	28
16. Порядок сдачи и приемки работ	29
Приложение 1	30

ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

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

АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСТУ	Автоматизированная система технологического управления
АСУЭ	Автоматизированная система учета электроэнергии
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ДП	Диспетчерский пункт
ЗИП	Запасные части, Инструменты и Принадлежности
ИБП	Источник бесперебойного питания
ИВК	Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	Информационно-измерительный комплекс
ИП	Измерительный преобразователь
КА	Коммутационный аппарат
КС	Каналы связи
ОС	Операционная система
ПО	Программное обеспечение
ППО	Предпроектное обследование
ПС	Подстанция
ПТК	Программно-технический комплекс. В контексте данного ТЗ к ПТК относится: КП ТМ, АСУЭ и ТК.
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РЗА	Релейная защита и автоматика
РП	Распределительная подстанция
РПН	Устройство регулирования переключения напряжения
РЭС	Районные электрические сети
РЭ	Руководство по эксплуатации
СГЭ	Система гарантированного электропитания
ТЕР	Территориальные единичные расценки
ТЗ	Техническое задание
ТИ	Телеизмерения
ТК	Телекоммуникации
ТМ	Телемеханика
ТН	Трансформатор напряжение
ТРП	Технорабочий проект
ТС	Телесигнализация
ТТ	Трансформатор тока
ТУ	Телеуправление
УСПД	Устройство сбора и передачи данных
ФЕР	Федеральные единичные расценки
ЦУС	Центр управления сетями
GPS	Глобальная система позиционирования
VSAT	Very Small Aperture Terminal

IP	Internet Protocol Address
IEEE	Набор стандартов связи для коммуникации в беспроводной локальной сетевой зоне частотных диапазонов

1. Общие сведения

1.1. Наименование работ

Проектно-изыскательские работы в рамках программы развития АСТУ для реализации на ПС 35кВ Александровка (Россошанский РЭС), ПС 35кВ Александровка (Таловский РЭС), ПС 35кВ Андреевка, ПС 35кВ Белогорье, ПС 35кВ Вихляевка, ПС 35кВ Кисельное, ПС 35кВ Колодежанское, ПС 35кВ Корояшник, ПС 35кВ Кр. Лиман, ПС 35кВ Лизинówka, ПС 35кВ Неровновка, ПС 35кВ ПТФ «Рассвет», ПС 35кВ Сагуны, ПС 35кВ Саприно, ПС 35кВ Сергеевка, ПС 35кВ Сотницкая, ПС 35кВ Степановка, ПС 35кВ Тхоревка, ПС 35кВ Шапошниковка, ПС 35кВ Юрасовка филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго». Планируемый объем работ приведен в приложении 1 к ТЗ.

1.2. Плановые сроки

Начало работ – с момента заключения договора, окончание работ – 10 недель с даты заключения договора.

1.3. Финансирование работ

Финансирование работ выполняется согласно статьи:

- ВР-1338 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Александровка (Россошанский РЭС) (программа АСТУ)»;
- ВР-1339 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Александровка (Таловский РЭС) (программа АСТУ)»;
- ВР-1340 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Андреевка (программа АСТУ)»;
- ВР-1342 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Белогорье (программа АСТУ)»;
- ВР-1344 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Вихляевка (программа АСТУ)»;
- ВР-1350 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Кисельное (программа АСТУ)»;
- ВР-1351 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Колодежанское (программа АСТУ)»;
- ВР-1352 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Корояшник (программа АСТУ)»;
- ВР-1353 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Кр. Лиман (программа АСТУ)»;
- ВР-1354 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Лизинówka (программа АСТУ)»;
- ВР-1358 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Неровновка (программа АСТУ)»;
- ВР-1366 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС ПТФ «Рассвет» (программа АСТУ)»;
- ВР-1371 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Сагуны (программа АСТУ)»;
- ВР-1372 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Саприно (программа АСТУ)»;

- ВР-1374 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Сергеевка (программа АСТУ)»;
- ВР-1376 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Сотницкая (программа АСТУ)»;
- ВР-1379 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Степановка (программа АСТУ)»;
- ВР-1381 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Тхоревка (программа АСТУ)»;
- ВР-1383 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Шапошниковка (программа АСТУ)»;
- ВР-1386 «Монтаж первичного оборудования, РЗА, АСТУЭ, ТМ на ПС Юрасовка (программа АСТУ)».

ИПР 2018г. Филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго».

1.4. Этапы, состав и сроки проведения работ:

№ п/п	Наименование этапов	Срок выполнения работ
1.	Проведение предпроектного обследования объектов филиала ПАО «МРСК Центра»-«Воронежэнерго»	2 недели
2.	Разработка и предоставление технических решений (отчета по ППО)	4 дня
3.	<p>Разработка рабочей документации, которая в обязательном порядке должна содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • пояснительную записку; • однолинейную схему ПС с указанием приборов учета; • структурную схему организации ТМ; • структурную схему организации ТК; • схему организации каналов связи; • схемы электропитания; • кабельные журналы; • планы размещения оборудования и кабельных трасс; • таблицы соединений и подключений (кроссовые журналы); • схемы организации каналов телемеханики; • схемы организации каналов связи; • спецификации оборудования и материалов; • структурную схему организации учета на ПС и каналов передачи данных учета на ИВК; • принципиальные схемы функционирования и/или взаимодействия оборудования связи с существующим, если таковое имеется • локальные сметы на оборудование, монтажные работы и пусконаладочные работы, объектные сметные расчеты и общий сводный сметный расчет по всем объектам, с обязательным 	6 недель

	комплексом обосновывающих документов ТКП, прайсы и пр.	
4.	Согласование и утверждение РД, включая проектно-сметную документацию, в филиале ПАО «МРСК Центра»–«Воронежэнерго» и ИА ПАО «МРСК Центра».	2 недели

2. Назначение и цели создания

2.1. Назначение

2.1.1. ПТК, совмещающий функции ТМ, ТК и АСУЭ (далее - ПТК) предназначен:

- для сбора и передачи телесигнализации и телеизмерений на верхний уровень, для обеспечения ПС минимальной телеметрией.
- для сбора и передачи, данных учета со счетчиков электроэнергии в существующий ИВК филиала с программным обеспечением «Энфорс БП».

2.1.2. Оборудование РЗА и вторичные цепи, проектируемые в рамках данного технического задания предназначены для выдачи следующих сигналов в ТМ:

- «Общая авария»;
- «Общая неисправность»;
- «Земля в сети».

2.1.3. Первичное оборудование предназначено для целей пожарной и охранной сигнализации, выдачи информации о состоянии оборудования.

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 оборудование ПС. Снижение недоотпуска электроэнергии за счет получения оперативной информации о состоянии оборудования, балансирования объектов и возможности оперативного управления объектом.

2.2.4. Измерение количества передаваемой электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в технических расчетах Филиала ПАО «МРСК Центра»–«Воронежэнерго»;

2.2.5. Организация каналов передачи данных для передачи телеметрической информации и данных АСУЭ.

2.2.6. Снижение потерь электрической энергии путем повышения точности учета электроэнергии;

2.2.7. Оперативное получение информации об объемах передаваемой электроэнергии и мощности, сокращение сроков получения и обработки информации;

2.2.8. Приведение в соответствие систем учета электроэнергии на объектах требованиям отраслевых и нормативных документов.

3. Характеристики объекта автоматизации

3.1. Месторасположение ПС:

Воронежская область, районы: Каменский, Ольховатский, Панинский, Поворинский, Подгоренский, Россошанский, Семелукский, Таловский, Терновский.

3.2. 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 должен обеспечивать сбор и передачу по двум взаимно резервируемым (организованным разными операторами связи) каналам связи следующей информации:

- Телесигналов «Общая авария на ПС» и «Общая неисправность на ПС»;
- Сигналов «Земля в сети» с ТН по каждой секции шин;
- Телеизмерений со всех присоединений 6(10) кВ, в том числе с ТСН;
- Передачу данных учета со счетчиков электроэнергии в существующий ИВК филиала (ПО «Энфорс БП»);
- Журналов событий со счетчиков электроэнергии в существующий ИВК филиала (ПО «Энфорс БП»).

Перечень сигналов телеметрической информации согласовать с Заказчиком.

5. Требования к составу 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 flash-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 Воронежской области, где будут выполняться работы); локальные сметы разработать в базовых ценах; сводный сметный расчет в текущих ценах (на момент согласования ПСД). Сметы предоставлять в форматах Microsoft Excel и Adobe Acrobat Reader (.pdf).

5.3. При проектировании ПТК должен быть предусмотрен ЗИП, необходимый для эксплуатации ПТК.

5.4. Вся документация должна быть разработана на основании следующих стандартов и нормативных документов:

- СТО 34.01-6.1-002-2016. Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования.
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
- ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;

- ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- РД 50-34.698-90. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
- ГОСТ Р 51840-2001 (МЭК 61131-1-92) Программируемые контроллеры. Общие положения и функциональные характеристики;
- ГОСТ Р МЭК 870-3-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 3. Интерфейсы (электрические характеристики);
- ГОСТ Р МЭК 870-5-5-96 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 5. Основные прикладные функции;
- ГОСТ 24.208 - 80. Документация на АСУ, требования к содержанию документов стадии "Ввод в эксплуатацию";
- ГОСТ 2.001-2013 Единая система конструкторской документации. Общие положения;
- ГОСТ 2.105-95. ЕСКД. Общие требования к текстовым документам (с изменением № 1);
- ГОСТ 2.106-96. ЕСКД. Текстовые документы;
- ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы;
- ГОСТ 2.610-2006 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов;
- ГОСТ Р 8.655-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования;
- ГОСТ 19.005-85 Единая система программной документации. Р-схемы алгоритмов и программ. Обозначения условные графические и правила выполнения;
- ГОСТ 19.701-90 (ИСО 5807-85) Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения;
- ГОСТ 24.301-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению текстовых документов (с изменениями № 1, 2).
- 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).
- ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009) Стандартные напряжения.
- ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний.
- 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.

- ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний.
- 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.
- ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии.
- ГОСТ 30805.22-2013 (CISPR 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений.
- ГОСТ Р 51841-2001 (МЭК 61131-2-92) Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний.
- ГОСТ Р МЭК 60073-2000 Интерфейс человеко-машинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации.
- ГОСТ IEC 60255-5-2014 Реле электрические. Часть 5. Координация изоляции измерительных реле и защитных устройств. Требования и испытания.
- 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).
- ГОСТ Р МЭК 60715-2003 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Установка и крепление на рейках электрических аппаратов в низковольтных комплектных устройствах распределения и управления.
- ГОСТ Р МЭК 60917-1-2011 Модульный принцип построения базовых несущих конструкций для электронного оборудования. Часть 1. Общий стандарт.
- 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.
- 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.
- 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.
- ГОСТ IEC 60947-5-1-2014 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 5-1. Аппараты и коммутационные элементы цепей управления. Электромеханические устройства цепей управления.

- ГОСТ IEC 60950-1-2014 Оборудование информационных технологий. Требования безопасности. Часть 1. Общие требования.
- ГОСТ 2.111-2013. ЕСКД. Нормоконтроль;
- ГОСТ 21.002-81. Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектно-сметной документации;
- ГОСТ 28601.1-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Панели и стойки. Основные размеры;
- ГОСТ 28601.2-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Шкафы и стоечные конструкции. Основные размеры;
- ГОСТ 28601.3-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Каркасы блочные и частичные подвижные. Основные размеры;
- ГОСТ Р 51179-98 (МЭК 870-2-1-95) Устройства и системы телемеханики. Часть 2. Условия эксплуатации. Раздел 1. Источники питания и электромагнитная совместимость;
- ГОСТ IEC 60870-4-2011 Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования;
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики;
- 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;
- 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;
- 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;
- 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;
- 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;
- РД 34-20-501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями»;
- ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP);
- Целевая модель прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями;

- Исходные данные;
- Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», введенное в действие 22.02.2017 г.;
- 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.

5.5 Возможные отклонения от ТЗ – согласовываются с Заказчиком.

6. Общее положение

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

6.2. 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» - «Воронежэнерго»).

6.3. ПТК предназначен для автоматизации решения следующих задач оперативно-технологического управления ПС 35-110 кВ:

- контроль технологического режима и состояния оборудования;
- информационно-аналитической поддержки персонала.

6.4. Для решения задач оперативного обслуживания ПС ПТК должен обеспечивать возможность выполнения следующих функций:

- сбор значений аналоговых и дискретных параметров;
- обмен информацией с обособленными системами ПС и вышестоящими уровнями управления;
- контроль функционирования устройств ПТК;
- синхронизация времени устройств ПТК.
- программная обработка данных.

6.5. Для учета электроэнергии ПТК должен обеспечивать:

- Периодический автоматический и/или по запросу сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии (мощности) с заданной дискретностью учета (от 1 до 60 мин.);
- Конфигурирование и настройку параметров системы учета электроэнергии;
- Санкционированное предоставление результатов измерений.
- Синхронизацию собственного времени и времени приборов учета электроэнергии с помощью источника точного времени или от сервера ИВК (ПО «Энфорс БП»);
- Удаленное конфигурирование приборов учета электроэнергии (функция «сквозного канала»);
- Сжатие передаваемой с электросчетчиков в ИВК информации в целях снижения трафика;
- Сбор и передачу с электросчетчиков электроэнергии в существующий ИВК филиала:
 - показаний за сутки, за месяц;

- показаний со всех контролируемых ПУ на единый момент времени
 - профилей мощности с заданным периодом интегрирования;
 - журналов событий приборов учета электроэнергии;
 - показателей качества электроэнергии.
 - Двухнаправленный обмен информацией между ИВКЭ и ИИК, обеспечивающий передачу данных.
 - Ведение «журнала события» с регистрацией времени и даты следующих фактов:
 - наличие факта параметрирования;
 - наличие факта коррекции времени в приборе учета электроэнергии;
 - попытки несанкционированного доступа.
 - Сбор информации:
 - о состоянии средств и объектов измерений;
 - результатов измерений.
 - Осуществлять передачу информации по запросу и по регламенту (графику опроса);
 - Обеспечивать хранения информации (глубина хранения):
 - данных о приращениях электроэнергии дискретностью (60 мин.), состояний объектов и средств измерений - не менее 45 суток;
 - электропотребление за месяц по каждому каналу и по группам - не менее 45 суток;
 - результаты измерения при отсутствии питания - не менее 45 суток.
- 6.6. Типы поддерживаемых приборов учета и протоколы обмена должны быть указаны в эксплуатационной документации на ПТК;

7. Требования к функциям ПТК

7.1. Сбор значений аналоговых и дискретных параметров

7.1.1. ПТК должен обеспечивать возможность приема аналоговых сигналов:

- переменного тока 1/5 А по ГОСТ 7746-2001;
- переменного напряжения 57,7/100 В по ГОСТ 1983-2001;
- переменного напряжения 230/400 В по ГОСТ 29322;
- тока 4-20 мА и напряжения 0-10 В по ГОСТ 26.011-80.

7.1.2. ПТК должен обеспечивать возможность выполнения первичной обработки собираемых значений аналоговых параметров:

- фильтрация высокочастотных помех;
- фильтрация значений, близких к нулю;
- масштабирование и смещение шкалы значений;
- проверка достоверности (контроль выхода за физические пределы измерений);
- вычисление расчетных значений;
- присвоение меток времени.

7.1.3. ПТК должен обеспечивать возможность приема дискретных сигналов от датчиков типа «сухой контакт» с номинальными напряжениями:

- 24 В или 220 В постоянного (выпрямленного) тока;
- 230 В переменного тока частоты 50 Гц.

7.1.4. ПТК должен обеспечивать возможность выполнения первичной обработки собираемых значений дискретных параметров:

- устранение влияния «дребезга» контактов;
- присвоение меток времени;
- проверка достоверности значений.

7.1.5. ПТК должен обеспечивать возможность сбора значений аналоговых и дискретных параметров от обособленных систем ПС (РЗА, АСУЭ и пр.) по цифровым каналам связи.

7.2. Обмен информацией с обособленными системами и вышестоящими уровнями управления

7.2.1. Требования к интерфейсам физического уровня:

ПТК должен обеспечивать возможность обмена информацией с обособленными системами ПС с применением интерфейсов физического уровня IEEE группы 802.3 Ethernet ("витая пара" и/или оптическое волокно), RS-485 (EIA/TIA-485-A) и при необходимости CAN с использованием открытых протоколов передачи данных.

7.2.2. Требования к обмену информацией:

7.2.2.1. ПТК должен обеспечивать возможность обмена информацией с вышестоящими уровнями управления с использованием протоколов передачи данных:

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101.

7.2.2.2. Информация, передаваемая на вышестоящие уровни управления, должна содержать метки времени и атрибуты качества, которые должны передаваться в соответствии с методами передачи данных, предусмотренными используемыми протоколами передачи данных.

7.2.2.3. ПТК должен обеспечивать возможность временного (до снятия электропитания с устройства) хранения (буферизации) передаваемой информации при отсутствии возможности передачи данных на вышестоящие уровни управления в объеме:

- не менее 1 000 последних значений дискретных параметров и событий;
- не менее 1 000 последних значений аналоговых параметров.

7.2.2.4. ПТК должен обеспечивать возможность обмена информацией не менее чем с тремя пунктами управления с индивидуальным набором параметров и команд для каждого пункта управления.

7.2.2.5. В ПТК должна быть предусмотрена программная блокировка, исключающая одновременное управление с разных мест управления.

7.2.2.6. ПТК должен обеспечивать возможность информационного обмена (сбор сигнализации, измерений, осциллограмм, передача команд управления, изменение групп уставок, ввод/вывод отдельных функций и т.п.) с обособленными системами ПС с использованием протоколов передачи данных:

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 (контролирующая станция) или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (контролирующая станция);
- ГОСТ Р МЭК 60870-5-103 (контролирующая станция).
- Допускается применение МЭК 61850-8-1 (клиент) взамен одного или нескольких протоколов обмена.

7.2.2.7. Для организации информационного обмена между устройствами ПТК с использованием последовательных интерфейсов стандарта RS-485 должна применяться топология сети типа «общая шина» или «точка-точка».

7.2.2.8. Для организации информационного обмена между устройствами ПТК на основе стандартов Ethernet, следует применять топологию сети типа «звезда» или «кольцо».

7.2.2.9. Для организации информационного обмена между устройствами ПТК должны применяться открытые протоколы обмена. Предпочтение должно отдаваться стандартизированным протоколам обмена.

7.3. Контроль функционирования ПТК

7.3.1. ПТК должен обеспечивать: непрерывный контроль функционирования посредством сбора значений контролируемых параметров состояния устройств ПТК;

7.3.2. ПТК должен обеспечивать ведение журнала событий, в котором будут отражены данные о состоянии каналов связи с верхним уровнем;

7.3.3. ПТК должен обеспечивать возможность передачи значений контролируемых параметров состояния устройств ПТК на вышестоящие уровни управления.

7.3.4. Обеспечивать протоколирование (регистрацию) изменений состояний ТС и обеспечивать возможность буферизации ТС при пропадании канала связи (или недостаточной скорости в нем) и передачу информации из буфера на верхний уровень при восстановлении канала связи.

7.3.5. Обеспечить передачу архива данных со счетчиков, накопленных за время отсутствия связи (при обрыве связи между КП ТМ и ИВК), при этом с организацией хранения архивных данных учета либо в счетчиках, либо в КП ТМ».

7.4. Синхронизация устройств ПТК

7.4.1. ПТК должен обеспечивать возможность приема сигналов синхронизации от спутников ГЛОНАСС/GPS или с вышестоящих уровней управления с использованием протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и/или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (в соответствии с 6.7 ГОСТ Р МЭК 870-5-5) или SNTP/NTP.

7.4.2. ПТК должен обеспечивать возможность выдачи сигналов синхронизации обособленным системам ПС.

7.4.3. Для синхронизации устройств ПТК и обособленных систем ПС рекомендуется применять:

- ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/104 (в соответствии с 6.7 ГОСТ Р МЭК 870-5-5);
- SNTP/NTP;
- IEEE Std 1588-2008.

7.4.4. Точность привязки значений параметров и событий к всемирному координированному времени (UTC) должна быть не хуже 1 секунды.

7.4.5. Точность хода встроенных часов устройств ПТК, обеспечивающих синхронизацию при отсутствии возможности синхронизации со всемирным координированным временем (UTC) в диапазоне рабочих температур должна быть не хуже $\pm 1,0$ с/сут.

7.4.6. Внутренние таймеры устройств ПТК обеспечивающих непосредственное управление оборудованием, измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования должны быть синхронизированы между собой с точностью не хуже:

- при размещении ПТК на подстанциях 35 кВ: 100 мс;
- при размещении ПТК на подстанциях 110 кВ и выше: 1 мс.

7.4.7. Точность синхронизации внутренних таймеров устройств ПТК при наличии внешних сигналов точного времени со всемирным координированным временем (UTC) должна быть не хуже:

- при размещении ПТК на подстанциях 35 кВ: 1000 мс;
- при размещении ПТК на подстанциях 110 кВ и выше: 1 мс.

7.5. Дополнительные требования

7.5.1. Для цепей, чувствительных к наводкам от других устройств или проходящих рядом цепей, должны быть применены экранированные провода, а также контрольные кабели с общим экраном или кабели с экранированными жилами.

7.5.2. Для ввода измерительных цепей от трансформаторов тока и напряжения следует применять клеммы с размыкателями и тестовыми разъемами. Для ввода цепей управления следует применять клеммы с размыкателями.

7.5.3. В случае отсутствия места для размещения оборудования в существующих помещениях ПС предусмотреть размещение оборудования в проектируемом всепогодном шкафу, с обеспечением необходимой температуры внутри шкафа.

7.5.4. 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.

8. Требования к характеристикам ПТК

8.1. Требования к безопасности

8.1.1. Требования электрической и пожарной безопасности.

8.1.1.1. Технические средства ПТК должны удовлетворять требованиям ГОСТ 12.2.003 (пункты 2.1.17, 2.1.18) по обеспечению электрической безопасности персонала.

8.1.1.2. Технические средства, входящие в состав ПТК, должны относиться к классу не хуже I по ГОСТ 12.2.007.0 по способу защиты человека от поражения электрическим током.

8.1.1.3. Должны быть обеспечены защита от прикосновения к токоведущим частям оборудования ПТК, находящимся под напряжением 25 В переменного или 60 В постоянного тока в помещениях без повышенной опасности и 6 В переменного или 15 В постоянного тока – в остальных случаях и наличие предупредительных надписей.

8.1.1.4. Открытые проводящие части оборудования ПТК (шкафов, стоек, панелей, корпусов устройств) и экраны кабелей вторичных цепей подлежат защитному заземлению в соответствии с требованиями ПУЭ (раздел 1.7) и инструкциями по эксплуатации оборудования.

8.1.1.5. Цепи каналов ввода/вывода (измерения, сигнализации, управления) оборудования ПТК должны быть гальванически изолированы друг от друга и от частей устройства, доступных для прикосновения пользователя. Допускается

применение групповой изоляции каналов ввода/вывода одного функционального назначения.

8.1.1.6. Оборудование ПТК в части электрической прочности и сопротивления изоляции должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 52931 (подраздел 5.14) и ПТЭ (пункт 6.11.21).

8.1.1.7. ГОСТ 12.2.091-2012 (IEC 61010-1:2001) Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования.

8.1.1.8. Оборудование ПТК должно иметь маркировку в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.091-2002 (подраздел 5.1).

8.1.1.9. Кабельные изделия, входящие в состав ПТК, должны применяться с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение с индексом не ниже НГ-LS по ГОСТ 31565).

8.1.1.10. Информационные кабели, входящие в состав ПТК, должны применяться с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение - нг(А)-LS по ГОСТ Р 54429).

8.1.1.11. Изолированные корпуса оборудования ПТК должны обеспечивать безопасность от распространения огня согласно ГОСТ Р 51321.1 (пункт 7.1.4).

8.1.2. Требования к безопасности при эксплуатации ПТК

8.1.2.1. Нагрев частей оборудования в области, доступных эксплуатирующему персоналу, не должен быть выше установленных в ГОСТ IEC 60950-1 (таблица 4С).

8.1.3. Требования к информационной безопасности

8.1.3.1. При проектировании, внедрении и эксплуатации ПТК должны быть предприняты меры по обеспечению защиты информации от неправомерного доступа, уничтожения, модифицирования, блокирования, копирования, предоставления, распространения, а также иных неправомерных действий в отношении такой информации, в том числе от деструктивных информационных воздействий (компьютерных атак) в соответствии с требованиями распоряжения ПАО «Россети» от 01.04.2016 № 140р «Об утверждении минимальных требований к информационной безопасности АСТУ» и приказа ФСТЭК России от 14.03.2014 № 31.

8.1.3.2. Нерегламентированный доступ в/из сетей общего пользования к устройствам ПТК не допускается.

8.1.3.3. Использование беспроводной связи между устройствами ПТК для передачи технологических данных, в том числе управляющих команд не допускается.

8.2. Требования к надежности

8.2.1. Показатели надежности ПТК должны соответствовать значениям:

- среднее время ремонта ПТК: в соответствии с классом RT3 по ГОСТ IEC 60870-4;
- безотказность ПТК: в соответствии с классом R2 по ГОСТ IEC 60870-4;
- средний полный срок службы ПТК: не менее 15 лет.

8.2.2. Рекомендуются применять устройства ПТК без вращающихся элементов (вентиляторов, жестких дисков);

8.2.3. Ремонтопригодность технических средств ПТК на ПС должна обеспечиваться возможностью замены поврежденного функционального модуля (блока) или типового

элемента с последующим его ремонтом в центре обслуживания или эксплуатирующей организацией. Состав ЗИП согласовывается на стадии проекта;

8.2.4. ПТК должен поддерживать возможность информационного обмена с вышестоящими уровнями управления по резервируемым каналам связи с автоматическим переключением на резервный канал связи в случае отказа основного канала и возврата обратно при восстановлении работоспособности основного канала связи;

8.2.5. Устройства ПТК не должны давать ложных команд управления при:

- снятии и подаче электропитания и оперативного тока,
- снижении или повышении напряжения электропитания и оперативного тока, а также замыканиях на землю в этих цепях;
- перезапуске устройства и т.п.

8.2.6. Замена встроенного программного обеспечения устройств ПТК не должна затрагивать текущие настройки конфигурации этих устройств, за исключением добавления дополнительных новых настроек, необходимых для работы обновляемого программного обеспечения;

8.2.7. В качестве технических средств ПТК должны применяться средства высокой заводской готовности: прошедшие наладку и тестирование в заводских условиях;

8.2.8. Применяемые в составе ПТК контроллеры должны иметь защиту от зависания устройств - сторожевые таймеры;

8.2.9. Отключение оборудования АРМ не должно приводить к отказу функций сбора, обработки, хранения и передачи информации на вышестоящие уровни управления.

8.3. Требования к быстродействию

8.3.1. Время, прошедшее с момента приема команды телеуправления до момента выдачи управляющего воздействия на исполнительные устройства, не должно превышать 1 секунды.

8.3.2. Время, прошедшее с момента изменения состояния дискретного входа устройства ПТК до момента начала спорадической передачи информации на вышестоящие уровни управления не должно превышать:

- при размещении ПТК на подстанциях 35 кВ - 5 секунд;
- при размещении ПТК на подстанциях 110 кВ и выше - 1 секунды.

8.3.3. Время холодного старта устройств ПТК не должно превышать:

- серверов, рабочих станций - 5 минут;
- контроллеров, измерительных преобразователей, УСО - 2 минут;
- коммутаторов, маршрутизаторов, модемов, медиаконверторов, преобразователи интерфейсов - 1 минуты.

8.3.4. Время, прошедшее от момента изменения входного сигнала до момента появления информации об изменении на экране монитора АРМ, не должно превышать 2 секунд.

8.4. Требования к эргономике и технической эстетике

8.4.1. Органы управления и индикации технических средств ПТК не должны перекрываться при подключении соединителей на объекте эксплуатации;

8.4.2. Подключение или отключение всех ответных частей соединителей к техническим средствам ПТК не должно требовать подключения или отключения

соседних соединителей или демонтажа конструктивных элементов, кроме элементов, обеспечивающих электробезопасность;

8.4.3. Соединители для подключения различных типов интерфейсов и каналов ввода-вывода должны быть конструктивно различны для исключения случайного неверного подключения;

8.4.4. Надписи на панелях технических средств должны быть выполнены на русском языке, кроме устоявшихся названий или названий, для которых отсутствует аналог на русском языке;

8.4.5. Размещаемые на одном объекте шкафы с техническими средствами ПТК, как правило, должны иметь одинаковый внешний вид и быть выполнены в одной цветовой гамме, рекомендуемый цвет - RAL7035.

8.5. Условия эксплуатации, хранения и транспортирования

8.5.1. Устройства ПТК должны быть устойчивы и прочны к условиям эксплуатации, хранения и транспортировки в соответствии с требованиями ГОСТ 15150. Допускается размещение устройств ПТК внутри защитной оболочки.

8.5.2. Устройства ПТК должны быть устойчивыми и прочными к воздействию атмосферного давления согласно ГОСТ Р 52931.

8.5.3. Устройства ПТК, размещаемые в шкафах, панелях РЗА без коммутационных аппаратов, вызывающих ударные воздействия, должны иметь категорию исполнения не хуже М39 согласно ГОСТ 30631.

8.5.4. Устройства ПТК, размещаемые в отсеках РЗА в комплектных распределительных устройствах с коммутационными аппаратами, должны иметь категорию исполнения не хуже М40 согласно ГОСТ 30631.

8.5.5. Транспортная тара и упаковка для устройств ПТК, отправляемой в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности, должны соответствовать приведенным в таблице 1 ГОСТ 15846.

8.6. Требования к приборам учета

Электросчетчики должны соответствовать следующим основным требованиям:

8.6.1. Для присоединений 6(10) кВ – класс точности не хуже (активная/реактивная) 0,5S/1;

8.6.2. Обеспечивать измерение значений активной и реактивной электроэнергии с программируемым временем интегрирования от 1 до 60-ти минут;

8.6.3. Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать хранение:

- профиля нагрузки с 60-ти минутным интервалом на глубину не менее 123 суток;
- данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, в том числе в прямом и обратном направлениях, запрограммированных параметров - не менее 3-х лет;
- суточных значений на глубину не менее 120 суток.

8.6.4. Иметь резервное питание;

8.6.5. Обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов системы учета электроэнергии, в том числе для автономного считывания, удалённого доступа и параметрирования;

8.6.6. Иметь не менее двух независимых гальванически изолированных интерфейсов типа RS-485 для организации автоматизированного сбора данных, один из которых с поддержкой открытых промышленных протоколов;

8.6.7. Измерять параметры сети (фазные активную, реактивную, полную мощности, напряжения фазные и линейные, фазные токи, коэф. мощности) с нормированным временем обновления не более 1,5 сек и с погрешностью не хуже класса точности счетчика;

8.6.8. Наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже $\pm 5,0$ секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ);

8.6.9. Наличие «Журнала событий», фиксирующего время и даты наступления событий), глубина хранения – не менее 100 записей в журнале;

8.6.10. В «Журнале событий» должны фиксироваться:

- попытки несанкционированного доступа (дата и время вскрытия клеммной крышки, корпуса прибора учета);
- факты связи с электросчетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания.
- дата и время вскрытия клеммной крышки;
- дата и время вскрытия корпуса прибора учета электроэнергии;
- дата последнего перепрограммирования;
- изменения направления тока в фазных проводах;
- дата и время сверхнормативного магнитного воздействия;
- изменение величины параметров качества электрической энергии;
- аварийные ситуации.

8.6.11. Обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);

8.6.12. Обеспечивать автоматическую самодиагностику с формированием обобщённого сигнала в «Журнале событий»:

- измерительного блока;
- вычислительного блока;
- коррекция таймера;
- блока питания;
- дисплея;
- блока памяти (подсчет контрольной суммы).

8.6.13. Счетчики должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, определенных условиями эксплуатации;

8.6.14. Средняя наработка на отказ счетчика должна составлять не менее 100 000 часов;

8.6.15. Срок эксплуатации не менее 20 лет;

8.6.16. Срок эксплуатации встроенной в прибор учета электрической энергии батареи не менее 10 лет;

8.6.17. Температурный диапазон функционирования в соответствии с заявленными техническими характеристиками в интервале от - 40°C до +60°C;

8.6.18. Межповерочный интервал – не менее 10-ти лет.

8.7. Требования к организации GSM каналов связи.

8.7.1. Общие требования:

- каналы передачи данных организуются на базе беспроводных сетей операторов сотовой связи стандарта GSM, с взаимным резервированием у двух операторов сотовой связи. Оператор связи выбирается исходя из устойчивого покрытия сети связи оператора (не ниже -80 dBm) в точке нахождения объекта обеспечения связи;
- защита SIM-карты от ее использования не по назначению за счет применения автоматического ввода PIN-кода доступа (который хранится в модеме и не доступен для чтения) или специальных SIM-карт с блокировкой по IMEI первого устройства;
- использование APN (Access Point Name, имя точки доступа), выделенного GSM-оператором с аутентификацией доступа;
- участок передачи данных между GSM-оператором и центром обработки должен строиться на базе VPN-туннеля с возможностью применения сертифицированных протоколов шифрования – GRE (Generic Routing Encapsulation), IPIP (IP over IP) и IPSec.

8.7.2. Требование к маршрутизатору:

- стандарты связи: возможность работы в сетях UMTS, HSUPA, HSDPA, EDGE, GRPS и обеспечение соединения со скоростью не ниже: прием 7.2 Мбит/с; передача – 5.76 Мбит/с;
- возможность резервирования связи путем обеспечения автоматического перехода на SIM-карту резервного GSM-оператора с автоматическим возвратом на SIM-карту основного оператора;
- поддержка работы с туннелями и технологиями: GRE, OpenVPN, IPsec, DNS, DynDNS, SSH Server, TFTP Client, Wget, SNMP, DHCP Server, VRRP, Firewall, NAT, NTP Client, Watchdog timer;
- возможность удаленного доступа к управлению и конфигурированию оборудования: Telnet, SSH, SNMP, HTTP;
- контроль напряжения питания и возобновление работы после его восстановления. Маршрутизатор должен автоматически устанавливать соединение при подаче питания;
- выполнение автоматической перезагрузки в случае возникновения нештатных аппаратно-программных ситуаций;
- наличие интерфейсов: Ethernet (8P8C) 10/100Мбит 100BASE-TX, последовательных портов (RS232 и RS485);
- наличие разъема SMA для подключения внешней антенны;
- возможность монтажа на Din-рейку;
- диапазон рабочих температур: от -30°C до +65°C;
- диапазон допустимой относительной влажности: не более 80% при температуре 25°C.
- предусмотреть поставку внешней антенны с разъемом SMA в составе роутера.

8.7.3. Требования к коммутатору:

- промышленное исполнение с возможностью монтажа на Din-рейку;

- количество портов: не менее 5 Fast Ethernet 10/100 Мбит/с;
- IEEE 802.3 for 10BaseT, IEEE 802.3u for 100BaseT(X) and 100BaseFX, IEEE 802.3x for Flow Control;
- защита от пыли и влаги: IP30;
- возможность монтажа на Din-рейку;
- рабочая температура: -10...+600С;
- рабочая влажность: 5-95 %

8.8. Требования к РЗА.

Устройства РЗА должны обеспечивать возможность выдачи сигналов в устройства ТМ нормально-разомкнутым контактом от существующих или дополнительно устанавливаемых устройств, не имеющих гальванической связи с цепями оперативного тока, в соответствии с перечнем, указанным в п 2.1.2.

При этом дополнительно устанавливаемые устройства РЗА должны соответствовать следующим требованиям:

- устройства РЗА должны быть новыми, ранее не использованными;
- для российских производителей – наличие документов, подтверждающих соответствие техническим требованиям: положительное заключение МВК, ТУ;
- для импортных производителей, а так же для отечественных, выпускающих устройства - РЗА для других отраслей и ведомств - сертификаты соответствия функциональных и технических показателей условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям;
- сертификация должна быть проведена в соответствии с Постановлением Госстандарта РФ от 16 июля 1999 N 36 "О правилах проведения сертификации электрооборудования";
- устройства РЗА, должны иметь положительное заключение об опытной эксплуатации сроком не менее одного года и опыт применения в энергосистемах сроком не менее трех лет;
- продукция должна пройти обязательную аттестацию в аккредитованном Центре ПАО «Россети»;
- наличие выданных уполномоченными органами Федерального Агентства по Техническому Регулированию и Метрологии действующих (на момент поставки) деклараций (сертификатов) соответствия требованиям безопасности;
- наличие заключения о соответствии требованиям СанПиН и другим документам, устанавливающим требования к качеству и экологической безопасности продукции;
- устройства РЗА должны соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) (7-е издание) и требованиям ГОСТ;
- гарантийный срок эксплуатации не менее 3 лет с даты ввода в эксплуатацию.

8.9. Требования к первичному оборудованию

Электромагнитные измерительные трансформаторы должны соответствовать следующим требованиям:

- применение измерительных ТН с увеличенным интервалом между поверками (не менее 8 лет), со сроком службы не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации не менее 5 лет с даты ввода в эксплуатацию;
- отсутствие необходимости регламентного ремонта в течение всего срока службы;
- антирезонансные электромагнитные индуктивные ТН 6 – 35 кВ;
- для сетей 110 кВ и выше, в том числе КРУЭ, допускается применение электромагнитных индуктивных ТН при соответствующем проектном обосновании, в том числе для установки на объектах расширения и реконструкции со значительной вторичной нагрузкой;
- ТН, обеспечивающие повышенную надежность, взрыво- и пожаробезопасность;
- применение емкостных делителей с пониженным значением температурного коэффициента емкости;
- применение литых коррозионностойких корпусов;
- при снижении давления элегаза в корпусе элегазовых измерительных трансформаторов не должно требоваться их автоматическое отключение (снятие напряжения). В элегазовых измерительных трансформаторах должна быть выполнена двухступенчатая предупредительная /аварийная сигнализация снижения давления (плотности) газа.
- измерительные трансформаторы должны иметь отдельную обмотку для целей учета электроэнергии;
- фактические вторичные нагрузки измерительных ТН должны соответствовать требованиям НТД и обеспечивать работу ТН в требуемом классе точности;
- коэффициент трансформации обмоток АСУЭ и текущих измерений должен обеспечивать измерение рабочего тока с нормированной точностью в диапазоне его изменения от минимального до максимального значения, определяемых на основании расчетов электроэнергетических режимов;
- ТН 110 кВ и выше с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АСУЭ) и текущих измерений не хуже 0,2;
- для остальных присоединений ТН с классом точности обмоток для целей учета электроэнергии (в том числе АСУЭ) и текущих измерений не хуже 0,5;
- Требования к кабельно-проводниковой продукции:
 - применять кабели напряжением выше 1 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена;
 - ниже 1 кВ - с изоляцией, не поддерживающей горение.

9. Требования к электропитанию ПТК

9.1. ПТК должен обеспечивать возможность электропитания от внешних цепей 230 В переменного и/или 220 В постоянного тока.

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 АС3;
- 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.

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).

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

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.

9.6. Должна быть предусмотрена возможность замены резервного источника электропитания в случае выхода его из строя без отключения ПТК (в «горячем» режиме).

10. Требования к обеспечению ЭМС

10.1. ПТК должен быть устойчив к электромагнитным воздействиям в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51317.6.5.

10.2. ПТК должен быть устойчив к воздействию магнитного поля промышленной частоты от силового оборудования в нормальных и аварийных режимах согласно ГОСТ Р 50648:

- для технических средств, размещаемых в релейных залах: степень жесткости испытаний 3;
- для технических средств, размещаемых в ячейках: степень жесткости испытаний 4.

10.3. ПТК должен быть устойчив к затухающим колебательным магнитным полям согласно ГОСТ Р 50652:

- для технических средств, размещаемых в релейных залах: степень жесткости испытаний 3;
- для технических средств, размещаемых в ячейках: степень жесткости испытаний 4.

10.4. ПТК должен быть устойчив к импульсным магнитным полям от молнии и первичных цепей согласно ГОСТ Р 30336:

- для технических средств, размещаемых в релейных залах: степень жесткости испытаний 3;
- для технических средств, размещаемых в ячейках: степень жесткости испытаний 4.

10.5. Устройства ПТК должны быть устойчивы к колебаниям напряжения электропитания согласно степени жесткости испытаний 3 ГОСТ Р 51317.4.14.

11. Требования к техническому обслуживанию и гарантии

11.1. При выборе программно-технических средств ПТК предпочтение должно отдаваться средствам, требующим минимального технического обслуживания. Рекомендуются применение средств, не требующих периодического технического обслуживания.

11.2. Гарантийный срок эксплуатации ПТК должен быть не менее 36 месяцев с момента ввода в постоянную эксплуатацию.

12. Требования к стандартизации и унификации

12.1. Технические средства ПТК должны выполняться на базе унифицированных конструкций по 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 и для установки на монтажную рейку типа TH35 по ГОСТ Р МЭК 60715.

12.2. Для питания устройств ПТК должны использоваться питающие напряжения не более двух номинальных значений для устройств, размещаемых в шкафах, и одного номинального значения питающего напряжения для устройств, размещаемых в отсеках вторичного оборудования ячеек распределительного устройства.

13. Требования к видам обеспечения

13.1. Требования к техническому обеспечению

13.1.1. Устройства ПТК должны обеспечивать возможность функционирования в непрерывном круглосуточном режиме без постоянного обслуживающего персонала в течение установленных сроков службы, при условии проведения требуемых производителем технических мероприятий по обслуживанию ПТК.

13.1.2. Контроллеры, ПУ, ИП, коммутаторы, применяемые в составе ПТК, должны иметь индикаторы на лицевой панели, отражающие исправность и/или режим работы, наличие электропитания.

13.1.3. Устройства ПТК (контроллеры) должны иметь индикаторы текущего состояния входов и выходов.

13.1.4. Контроллеры, коммутаторы, входящие в состав ПТК, должны иметь встроенные средства контроля технического состояния с возможностью передачи значений контролируемых параметров на вышестоящие уровни управления.

13.1.5. Устройства ПТК должны иметь энергонезависимую память для хранения программ и данных конфигурации.

13.1.6. Устройства ПТК должны быть оснащено аппаратным сторожевым таймером (Watch Dog);

13.1.7. Конструкция устройств ПТК должна обеспечивать возможность их крепления на щитах и панелях или установку в шкафы и стойки.

13.1.8. Устройства ПТК должны иметь в комплекте поставки:

- техническое описание;
- инструкцию по эксплуатации;
- паспорт.

13.1.9. Шкафы ПТК должны обеспечивать защиту размещаемых в них технических средств ПТК от проникновения твердых предметов и воды согласно ГОСТ 14254:

- шкафы для размещения в закрытых помещениях – не хуже IP 21;
- шкафы для размещения вне помещений – не хуже IP 55.

13.1.10. Шкафы должны иметь запирающие устройства.

13.1.11. На лицевой и оборотной (при необходимости) сторонах шкафов ПТК должно быть место для надписей, указывающих их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями.

13.2. Требования к программному обеспечению

13.2.1. В состав программного обеспечения ПТК должно входить:

- встроенное программное обеспечение технических средств ПТК;
- программное обеспечение для конфигурирования и параметрирования технических средств ПТК.

13.2.2. Программное обеспечение ПТК должно позволять:

- настраивать протокол обмена данными с системами сбора технологической информации;
- конфигурировать и параметризовать технические средства ПТК;
- выполнять тестирование управляющей программы в режиме «online»;
- проводить настройку конфигурации системы с помощью программного мастера с визуальным отображением.

13.2.3. Программное обеспечение ПТК должно иметь интерфейс пользователя на русском языке. Для программ, обладающих интерфейсом командной строки, предназначенных для администрирования, допускается реализация интерфейса на английском языке;

13.2.4. Эксплуатационная документация на программное обеспечение ПТК должна соответствовать требованиям Единой системы программной документации;

13.2.5. Программное обеспечение ПТК должно обеспечивать возможность локального и удаленного конфигурирования и параметрирования устройств ПТК;

13.2.6. Программное обеспечение ПТК, предназначенное для конфигурирования и параметрирования, должно обеспечивать возможность проведения тестирования, диагностирования, других регламентных работ и настройки ПТК.

13.3. Требования к информационному обеспечению

13.3.1. Информационное обеспечение ПТК должно удовлетворять следующим требованиям:

- обладать достаточностью для выполнения на базе данного ПТК всех автоматизированных функций;
- должно быть совместимо с информационным обеспечением обособленных систем ПС (РЗА, АСУЭ и пр.);

13.3.2. Для удобства восприятия персоналом ПС информации должны использоваться термины и сокращения, общепринятые в электроэнергетике;

13.3.3. Информационное обеспечение должно включать:

- единую систему классификации и кодирования информации;
- описание сигналов, включая входные аналоговые и дискретные сигналы, выходные дискретные сигналы, цифровые входные и выходные сигналы, вычисляемые величины;
- формы выходных документов (мнемосхемы, отчеты, ведомости);
- описание организации информационного обмена с обособленными системами ПС (РЗА, АСУЭ и пр.).

13.4. Требования к метрологическому обеспечению и точности измерений

13.4.1. Метрологическое обеспечение средств измерений, используемых в составе ПТК, должно соответствовать требованиям Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ;

13.4.2. Метрологическое обеспечение средств измерений, используемых в составе ПТК, должно осуществляться:

- на стадии проектирования - расчетами и оценками предельных погрешностей элементов ПТК и ПТК в целом и проведением метрологической экспертизы;
- на стадии изготовления ПТК - проведением контрольных испытаний;
- на стадии внедрения ПТК - приемкой из монтажа и наладки, калибровкой или поверкой измерительных каналов ПТК;
- на стадии эксплуатации - периодической калибровкой или поверкой измерительных каналов ПТК.

13.4.3. Средства измерений, используемые в составе ПТК, должны быть поверены (откалиброваны), иметь свидетельство об утверждении типа средств измерений и внесены в Госреестр средств измерений;

13.4.4. Средства измерений ПТК должны быть обеспечены поверкой (калибровкой), техобслуживанием и ремонтом в течение всего срока эксплуатации;

13.4.5. В составе метрологического обеспечения ПТК должна быть приведена следующая информация о средствах измерения:

- сведения об измеряемых величинах и их характеристиках;
- перечни измерительных каналов и нормы их погрешностей;
- условия измерений;
- условия метрологического обслуживания.

13.4.6. Выбор класса точности используемых датчиков и измерительных приборов должен осуществляться при проектировании ПТК в зависимости от назначения измерений;

13.4.7. Нормы погрешности измерений электрических параметров, выполняемых средствами ПТК, в общем случае, должны соответствовать нормам погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций РД 34.11.321;

13.4.8. Межповерочный интервал средств измерений, входящих в состав ПТК, должен составлять не менее 10 лет.

14. Дополнительные требования к ПТК

- Модули ввода-вывода ТС должны иметь возможность «горячей замены», без отключения питания ПТК и перезагрузки контроллера;
- Информационная емкость ПТК ПС определяется проектом и должна составлять не менее 120 % фактического объема телеинформации;

15. Требования к подрядчику.

Участвующие в конкурсной процедуре должны иметь квалифицированный персонал, технологическую оснастку и опыт выполнения аналогичных работ 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.

16. 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.

Планируемый объем проектно-изыскательских работ

Наименование объекта	Вид работ					
	Кол-во ТС	Тип КС	АСУЭ		РЗА для выдачи ТС	Первичное оборудование
			Кол-во ПУ планируемое к установке	Потребность в УСПД		
ПС 35кВ Александровка (Россошанский РЭС)	6	GSM/GPRS	✓ 2	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 22 шт.ТН-2 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Александровка (Таловский РЭС)	5	GSM/GPRS	✓ 7	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 18 шт.ТН-2 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Андреевка	3	GSM/GPRS	✓ 5	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 10 шт.ТН-1 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Белогорье	5	GSM/GPRS	✓ -	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 22 шт.ТН-2 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Вихляевка	3	GSM/GPRS	✓ 3	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 10 шт.ТН-1 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Кисельное	6	GSM/GPRS	✓ 8	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 22 шт.ТН-2 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Колодежанское	4	GSM/GPRS	✓ 4	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 10 шт.ТН-1 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Корояшник	5	GSM/GPRS	✓ -	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 22 шт.ТН-2 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Кр. Лиман	6	GSM/GPRS	6	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 22 шт.ТН-2 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Лизиновка	3	GSM/GPRS	✓ 5	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 14 шт.ТН-1 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Неровновка	3	GSM/GPRS	✓ 4	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 10 шт.ТН-1 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ ПТФ «Рассвет»	3	GSM/GPRS	✓ 3	нет	Земля, Общ. Неиспр,	ТТ- 6 шт.ТН-1 шт. по уровню 10 кВ

					Общ. Авария	
ПС 35кВ Сагуны	4	GSM/GPRS	-	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 18 шт.ТН-2 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Саприно	3	GSM/GPRS	4	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 10 шт.ТН-1 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Сергеевка	3	GSM/GPRS	5	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 18 шт.ТН-1 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Сотницкая	3	GSM/GPRS	5	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 12 шт.ТН-1 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Степановка	3	GSM/GPRS	6	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 16 шт.ТН-1 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Тхоревка	4	GSM/GPRS	7	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 18 шт.ТН-2 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Шапошниковка	4	GSM/GPRS	8	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 18 шт.ТН-2 шт. по уровню 10 кВ
ПС 35кВ Юрасовка	3	GSM/GPRS	5	нет	Земля, Общ. Неиспр, Общ. Авария	ТТ- 10 шт.ТН-1 шт. по уровню 10 кВ

Фактический объем работ уточняется на этапе проведения предпроектного обследования и согласовывается с Заказчиком.

Программа	Развития АСТУ 2018г
Финансирование в ИПР	из ИТ раздела
Тип закупки	децентрализованная
Вид работ	ПИР
Сумма, тыс. руб. без НДС	1 100,00
Дата передачи в ИА	30.01.2018
Дата передачи в филиал	