

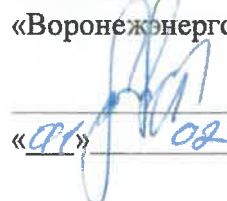
Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора

- главный инженер

Филиала ПАО «МРСК Центра» –
«Воронежэнерго»



В.А. Антонов

«01»

02

2018 г.

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»




Проектно-изыскательские работы по модернизации Автоматизированной системы
диспетчерского управления Лискинского РЭС (1-очередь)

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

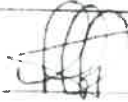

Действует с _____ г.

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.		
2	Департамент ОТ и СУ	Заместитель главного инженера по оперативно-технологическому и ситуационному управлению - начальник департамента оперативно-технологического и ситуационного управления	Юриков Я.И.		
3	Управление РиЭ АСДУ	Начальник управления	Петров Д.А.		02.02.2018

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.		01.02.18
2	ЦУС	Заместитель главного инженера по ОТиСУ - начальник ЦУС	Мокляков О.В.		01.02.18

Составили:

№ п/п	Наименование подразделения	Должность	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
1	ОЭ АСДУ СЭ СДТУ и ИТ	Начальник отдела	Новичков Н.П.		02.02.18

согласовано
 Галкин А.П.
 02.02.2018г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

_Тос505148889

ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
1. Общие сведения	5
2. Характеристики объекта автоматизации	7
3. Характеристики имеющегося технического обеспечения	7
4. Виды измеряемой, регистрируемой и передаваемой информации с ПС	7
5. Требования к проектной документации	8
6. Требования к ПТК ДП РЭС	12
7. Требования к системе телемеханики ПС	15
8. Требования к техническому обслуживанию и гарантии	19
9. Требования к стандартизации и унификации	19
10. Требования к видам обеспечения	19
11. Требования к подрядчику.	22
12. Порядок сдачи и приемки работ	22
Приложение 1	23
Приложение 2	24
Приложение 3	25
Приложение 4	26

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
ВОЛС	Волоконно-оптические линии связи
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
ОИУК	Оперативный информационно-управляющий комплекс
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
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

1. Общие сведения

Данный документ создан в соответствии с «Единым стандартом закупок ПАО «Россети» (положение о закупке)» с целью оптимального выбора исполнителя услуги по выполнению проектно-изыскательских работ модернизации Автоматизированной системы диспетчерского управления Лискинского РЭС (1-очередь).

1.1. Наименование работ

Выполнение проектно-изыскательских работ по модернизации АСТУ ДП Лискинского РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго».

1.2. Цели работ

Основные цели работ:

- оснащение РДП оперативным информационно-управляющим комплексом, включая АРМ диспетчера;
- модернизация систем телемеханики на подстанциях Лискинского РЭС;
- автоматизация процессов оперативно-технологического управления РДП;
- повышение наблюдаемости ПС, передача технологической информации на все уровни принятия решений;
- приведение в соответствие уровня телемеханизации объектов требованиям отраслевых и нормативных документов.

1.3. Плановые сроки

Начало – с момента заключения договора, окончания работ – 12 недель с момента заключения договора.

1.4. Место проведения работ

Место проведения работ: Воронежская область,

- Лискинский РЭС: г.Лиски, ул. Индустриальная, д.3.
- ПС 110 кВ 2я Пятилетка: Лискинский район, пос. 2-я Пятилетка;
- ПС 110 кВ Добрино: Лискинский район, с. Добрино;
- ПС 35 кВ 2е Сторожевое: Лискинский район, с. 2-е Сторожевое;
- ПС 35 кВ Залужное: Лискинский район, с. Залужное;
- ПС 35 кВ Петровское: Лискинский район, с. Петровское;
- ПС 35 кВ Ср. Игорец: Лискинский район, с. Ср. Игорец.

1.5. Этапы, состав и сроки проведения работ:

№ п/п	Наименование этапов	Срок выполнения работ
1.	Проведение предпроектного обследования объектов	1 неделя
2.	Разработка и согласование отчета по ППО и основных технических решений	2 недели
3.	Разработка ТЗ на ПИР	1 неделя

4.	Согласование и утверждение ТЗ на ПИР	1 неделя
5.	<p>Разработка рабочей документации.</p> <p>Рабочая документация в обязательном порядке должна содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • пояснительную записку; • однолинейную схему ПС с указанием точек отбора сигналов ТМ; • структурную схему организации ТМ; • структурную схему организации ТК; • схема организации каналов связи; • планы размещения оборудования ВОЛС, кабельных трасс, муфт, рефлектограммы; • схемы электропитания; • кабельные журналы; • планы размещения оборудования и кабельных трасс; • таблицы соединений и подключений (кроссовые журналы); • схемы организации каналов телемеханики; • спецификации оборудования и материалов; • локальные сметы на оборудование, монтажные работы и пусконаладочные работы, объектные сметные расчеты и общий сводный сметный расчет по всем объектам, с обязательным комплектом обосновывающих документов ТКП, прайсы и пр. 	4 недели
6.	Согласование и утверждение полного комплекта РД, включая проектно-сметную документацию, в филиале ПАО «МРСК Центра»– «Воронежэнерго» и ИА ПАО «МРСК Центра».	2 недели
7.	Сдача и приемка работ	1 неделя

1.6. Реквизиты Заказчика

Реквизиты Заказчика:

- Полное наименование: Филиал ПАО «МРСК Центра»–«Воронежэнерго»;
- Почтовый адрес: 394033, г. Воронеж, ул. Арзамасская, 2;
- ИНН/КПП: 6901067107/366302001;
- ОГРН: 1046900099498;
- Банк: Филиал Банка ВТБ (ПАО) в г. Воронеже;
- Расчетный счет: 40702810900250005153;
- Корр. счет: 30101810100000000835;
- БИК банка: 042007835.

1.7. Финансирование работ

Финансирование работ выполняется согласно статье ИПР 2018 г. филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»:

- ВР-17 «Модернизация Автоматизированной систем диспетчерского управления Лискинского РЭС (1-очередь)».

2. Характеристики объекта автоматизации

Объектом автоматизации является ДП и подстанции Лискинского РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго». Проводится реконструкция систем телемеханики на подстанциях и автоматизируются процессы оперативно-технологического управления ДП Лискинского РЭС.

Лискинский РЭС относится к 3-й категории. В помещении ДП Лискинского РЭС круглосуточно дежурят 2 диспетчера.

ДП РЭС и подстанции расположены в Воронежской области с соответствующим для этого района климатом:

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

3. Характеристики имеющегося технического обеспечения

3.1. Характеристики имеющихся каналов связи

Характеристики имеющихся каналов связи между РДП и ПС, между РДП и ЦУС приведены в Приложении 1.

3.2. Характеристики имеющегося оборудования

Состав и характеристики имеющегося в РДП и на ПС оборудования АСТУ приведены в Приложении 2.

3.3. Характеристики имеющихся технологических помещений

Характеристики имеющихся технологических помещений ДП РЭС и ПС приведены в Приложении 3.

3.4. Планируемый объем проектно-изыскательских работ.

Планируемый объем проектно-изыскательских работ приведен в Приложении 4.

4. Виды измеряемой, регистрируемой и передаваемой информации с ПС

Проектируемый КТМ ПС должен обеспечивать возможность измерения, регистрации и передачи следующих видов информации:

- 4.1. Положение выключателей и отделителей 6 – 110 кВ всех присоединений, имеющих необходимые датчики положения коммутационного аппарата (перечень уточняется на этапе «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объектов»).
- 4.2. Положение устройств РПН (авто) трансформаторов с обмоткой ВН 110 кВ, положения разъединителей и заземляющих ножей (перечень уточняется на этапе «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объектов»).
- 4.3. 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.
- 4.4. Нагрузка (токовая, активная и реактивная мощность) всех отходящих от ПС ВЛ и фидеров напряжением 110 кВ и ниже (уровень 110 кВ по каждой фазе).
 - 4.5. Нагрузка (токовая, активная и реактивная мощности) всех шиносоединительных, секционных, обходных, мостовых выключателей напряжением 110 кВ и ниже (уровень 110 кВ по каждой фазе).
 - 4.6. 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).
 - 4.7. Нагрузка (токовая, реактивная мощность) по всем устройствам компенсации реактивной мощности.
 - 4.8. Величины напряжений (по каждой фазе и среднее линейное значение по 3-м фазам) по всем присоединениям 110кВ и ниже, включая собственные нужды ПС.
 - 4.9. Сигналы телеуправления коммутационными аппаратами, БСК, РПН и др. (перечень уточняется на этапе «Разработка ТЗ на проектирование КТМ объектов»).
 - 4.10. Измерения температуры окружающей среды.

5. Требования к проектной 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 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 ИЕС 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, представленные Заказчиком;
- Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», введенного в действие 26.12.2013 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. Требования к ПТК ДП РЭС

6.1. Общие требования

ПТК ДП РЭС должен строиться с применением современных средств вычислительной техники, средств отображения, системного и прикладного программного обеспечения. ПТК ДП РЭС должен быть выполнен на базе микропроцессорных устройств и средств вычислительной техники серийного производства.

ПТК ДП РЭС должен обеспечивать возможность:

- увеличения количества контролируемых объектов;
- увеличения объема собираемых данных и наращивания функций;
- наращивания объемов информации при изменении конфигурации объектов;
- автономного и удаленного администрирования и тестирования;
- гибкой настройки изменяемых параметров действующей системы обслуживающим персоналом;
- изменения описания конфигурации устройств ССПИ и ПТК обслуживающим персоналом;
- оперативного изменения настроек (список сигналов, протоколы передачи, скорость передачи) эксплуатационным персоналом;
- одновременного независимого информационного обмена с несколькими смежными объектами по цифровым каналам связи;
- синхронизации времени устройств ПТК по системному времени верхнего уровня АСТУ и/или от автономного приемника сигналов точного времени (GPS/ГЛОНАСС);
- ПТК ДП РЭС должен состоять из следующих основных частей:
- ЦППС (необходимость применения и тип определяется на этапе проектирования «Разработка ТЗ на ПИР»);
- ОИУК;
- АРМ диспетчеров.

Место размещения оборудования ПТК определить на этапе проектирования «Разработка ТЗ на ПИР».

6.2 Требования к ЦППС

ЦППС ДП РЭС должна обеспечивать:

- прием оперативной информации от устройств КП;
- выдачу в сторону КП команд управления, параметров;
- обработку информации и ведение базы данных реального времени, база данных реального времени должна содержать для каждого ТИТ и каждого ТС полученное и обработанное значение, атрибуты качества, метку времени приема и изменения;

- ретрансляцию и прием ТС, ТИТ, ТУ в рамках межсистемного обмена с существующими АСДУ верхнего уровня;
- взаимодействие с ОИУК;
- поддержку АРМ телемеханика, включая средства конфигурирования ЦППС и мониторинга работы;
- независимую для каждого направления конфигурацию получаемых и передаваемых сигналов;
- передачу информации по двум резервируемым каналам;
- синхронизации времени устройств ПТК по системному времени верхнего уровня АСТУ и/или от автономного приемника сигналов точного времени (GPS/ГЛОНАСС).

Конфигурация ЦППС определяется исходя из параметров имеющихся в РДП КП ТМ, каналов связи и применяемых протоколов.

Допускается применение преобразователей протоколов (или иных технических решений) вместо полного комплекта ЦППС. Требования к ЦППС уточняются и согласовываются на этапе «Разработка ТЗ на ПИР».

6.3 Требования к ОИУК

ОИУК ДП РЭС должен обеспечивать:

- прием и передачу данных телеметрии с поддержкой протокола МЭК 60870-5-104;
- ручной ввод значений телесигнализации и телеизмерений с присвоением соответствующего признака;
- дублирование сигналов от нескольких источников данных;
- круглосуточный режим работы комплекса;
- восстановление приема и передачи данных при отказе и последующем восстановлении каналов связи;
- верификация поступающей телеметрической информации по заданным пользователем (администратором) правилам;
- дорасчет параметров электроэнергетического режима с использованием поступающей информации по заданным расчетным формулам с использованием математических (в том числе логических) операций;
- задание пользователем аварийных и предупредительных уровней телеизмерений, нормального значения для телесигнализации;
- ведение журнала событий в системе с возможностью фильтрации по типам событий, сортировки, настройки формата отображения данных через интерфейс пользователя;
- выполнение операций квитирования событий;
- звуковая и визуальная сигнализация возникновении события, назначение событиям индивидуальных звуковых сигналов или речевых сообщений;
- возможность назначения приоритетов различным событиям;
- возможность группировки событий;
- формирование архива технологической информации;
- экспорт архивных данных по задаваемым пользователем критериям в форматы .csv, .xls, .xml;
- формирование отчетов на основе текущих и архивных данных, создание, хранение и выбор шаблонов отчетов пользователями с возможностью задания параметров отчета

(интервал времени, объект и т.д.);

- возможность создания и редактирования схем электрических сетей и объектов электроэнергетики;
- отображение на схемах значений параметров электроэнергетического режима;
- отображение схемы электрической сети и схем объектов электроэнергетики с динамическим изменением графического отображения элементов сети в зависимости от текущего эксплуатационного состояния (в работе, в резерве, в ремонте и т.д.);
- возможность отображения технологической информации на средствах коллективного отображения информации с разделением всего рабочего пространства на отдельные области для отображения нескольких схем или иных видов информации (схемы электрической сети, таблицы, графики, события и т.п.);
- масштабирование изображения на мнемосхемах;
- возможность нанесения (установки) на схемы оперативных (диспетчерских) пометок (плакатов), ведение списков оперативных (диспетчерских) пометок;
- выдача управляющего воздействия на конечное оборудование путем ретрансляции телеуправления и телерегулирования через ОИУК ЦУС с поддержкой группового телеуправления и бланков переключений;
- вывод на печать мнемосхем, отчетов;
- возможность увеличения количества АРМ по усмотрению Заказчика, масштабирования и адаптации системы, как программными методами, так и изменением конфигурации оборудования;
- разграничение полномочий пользователей;
- эффективную защиту от несанкционированных проникновений в ПТК.

Требования к ОИУК, технические характеристики оборудования уточняются и согласовываются на этапе «Разработка ТЗ».

6.4 Требования к индивидуальным АРМ диспетчера

Каждое индивидуальное АРМ диспетчера РЭС должно быть оборудовано технологической станцией.

Технологическая станция предназначена для работы с клиентом ОИУК и прочим технологическим ПО.

Технологическая станция диспетчера должна быть организована на базе персонального компьютера, ориентированного для круглосуточной безостановочной работы. Технологическая станция должна иметь два ЖК-монитора с диагональю экрана 24".

Технические характеристики оборудования уточняются и согласовываются с Заказчиком на этапе «Разработка ТЗ на ПИР».

6.5 Дополнительные требования

Проектом должны быть предусмотрены все работы, необходимые для оснащения ДП Лискинского РЭС оперативным информационно-управляющим комплексом, включая серверное оборудование, ЦППС, необходимое количество АРМ диспетчера.

Для питания оборудования АСТУ РДП использовать существующую схему электропитания. В составе ПТК ДП РЭС должны быть предусмотрены резервные источники

электропитания, обеспечивающие функционирование ПТК в течение 2х часов после пропадания напряжения на вводе. Переключение питания нагрузки с сети на аккумуляторные батареи и наоборот не должно повлечь за собой сбой в работе устройств ПТК.

7. Требования к системе телемеханики ПС

7.1. Общие требования

Система телемеханики должна представлять собой программно-технический комплекс, работающий в автоматическом режиме и обеспечивающие сбор технологической информации с оборудования подстанций и передачу этой информации на верхний уровень (ЦУС и ДП РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»).

Структурно система телемеханики состоит из УСПД, модулей ввода - вывода информации (интегрированных в УСПД, либо внешних), коммуникационного оборудования и источников бесперебойного питания, укомплектованных в шкафах. Выбор конструктивного исполнения СТМ и мест установки согласовать с Заказчиком на этапе «Разработка ТЗ на ПИР».

СТМ подстанции должна:

- 7.1.1. Поддерживать круглосуточный непрерывный режим функционирования;
- 7.1.2. Обеспечивать постоянный самоконтроль с выводом результатов (норма, отказ, авария) на рабочее место персонала филиала ПАО «МРСК Центра»-«Воронежэнерго», эксплуатирующего оборудование телемеханики;
- 7.1.3. Соответствовать требованиям серии стандартов ГОСТ Р 51179-98 и ГОСТ Р МЭК 60870 «Устройства и системы телемеханики», по степени достоверности передачи информации соответствие категории 1 по ГОСТ 26.205-88;
- 7.1.4. Рекомендуются использовать оборудование, аттестованное ПАО «ФСК ЕЭС», согласно распоряжению ПАО «ФСК ЕЭС» от 23.03.2011 № 205р «О применении аттестованного оборудования»;
- 7.1.5. Обеспечивать возможность перспективного расширения путем дооснащения программно-аппаратными средствами (модулями (шкафами) ТС, ТУ, измерительными преобразователями и т.п.);
- 7.1.6. Иметь время наработки на отказ не менее 75000 часов, срок службы не менее 12 лет;
- 7.1.7. Иметь высокую помехозащищенность, а именно:
 - стойкость к воздействиям статических разрядов – до ± 6 кВ, контактный разряд до ± 8 кВ;
 - стойкость к наводкам в кабеле подачи питания – до 2 кВ;
 - стойкость к воздействиям на сигнальные цепи – до 2 кВ;
 - стойкость к воздействию высокочастотных электромагнитных полей – до 10 В/м с 80 % амплитудной модуляцией при 1 кГц, 80 МГц – 1 ГГц, 10 В/м с импульсной модуляцией, 50 % нагрузкой при 900 МГц;
 - стойкость к волновым воздействиям в соответствии с ИЕС 61000-4-5.
- 7.1.8. Шкафы СТМ подстанции должны обеспечивать уровень защиты оборудования от пыли и влаги не хуже IP53. Климатическое исполнение согласно ГОСТ 15150-69 – УЗ.1;
- 7.1.9. Для диагностики составных элементов СТМ должен использоваться удаленный доступ из ДП и обеспечена возможность конфигурирования системы как локально, так и удаленно;
- 7.1.10. Для соблюдения безопасности СТМ ПС должна осуществлять:
 - надёжную защиту от несанкционированных проникновений, по средствам контроля состояния открытия дверей, в помещение установки оборудования СТМ и непосредственно самих шкафов;

- защиту программного обеспечения. Парольную защиту от несанкционированного копирования и модификации программ;
 - контроль целостности данных СТМ;
 - авторизацию при входе в систему (имя пользователя/пароль).
- 7.1.11. Обмен данными между составными элементами СТМ должен осуществляться с использованием специализированных открытых протоколов, предназначенных для построения систем реального времени.
- 7.1.12. Оснащаться системой климат – контроля в случае установки в неотапливаемых помещениях;
- 7.1.13. Обеспечивать передачу телеинформации с меткой астрономического времени.

7.2. Требования к УСПД

УСПД системы телемеханики должно быть промышленного исполнения, обеспечивать стабильную и надежную круглосуточную работу и не требовать частого обслуживания и замены быстро-изнашиваемых элементов. УСПД должно обеспечивать непрерывный обмен данными с модулями ввода – вывода, распределенными цифровыми преобразователями, системами электропитания и соответствовать следующим требованиям:

- 7.2.1. Обладать высокой производительностью, (время считывания информации с УСПД не более 1с);
- 7.2.2. Иметь интерфейсы для подключения внешних запоминающих устройств;
- 7.2.3. Иметь энергонезависимую память для программ и данных, объемом не менее 64МБ;
- 7.2.4. Должно оснащаться твердотельными накопителями для хранения баз данных объемом не менее 64МБ и для установки системного и прикладного ПО объемом не менее 128МБ;
- 7.2.5. Иметь энергонезависимые часы и календарь с автоматической функцией учета високосного года и отключаемой функцией перехода на летнее и зимнее время;
- 7.2.6. Иметь интерфейсы для организации каналов обмена данными с АСДУ верхнего уровня (ЦУС и ДП РЭС);
- 7.2.7. Обеспечивать использование коммуникационных протоколов в соответствии со стандартами ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
- 7.2.8. При необходимости обеспечивать возможность расширения количества интерфейсов;
- 7.2.9. Иметь интерфейсы для подключения внешнего инженерного пульта, ноутбука и т.д.;
- 7.2.10. Иметь возможность подключения приемника точного времени (ГЛОНАС/GPS);
- 7.2.11. Должно быть оснащено аппаратным сторожевым таймером (Watch Dog);
- 7.2.12. 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. Хранение данных в энергонезависимой памяти не менее 5-ти суток;
- 7.2.13. Обеспечивать возможность автоматического включения СТМ ПС в работу с запуском операционной системы и требуемых приложений после восстановления электропитания;
- 7.2.14. В УСПД СТМ рекомендуется использовать следующие интерфейсы:
 - Ethernet – для обмена с верхним уровнем АСДУ по протоколу, соответствующему МЭК 60870-5-104;

- RS-485 - для подключения периферийных модулей ввода/вывода и внешних интеллектуальных микропроцессорных устройств (не менее 4-х портов RS-485 для подключения устройств РЗА);
- RS-232, USB - для подключения ПК, ИБП и других устройств, работающих по протоколу МЭК 870-5-101 или других открытых протоколов (по согласованию с Заказчиком);

Необходимый перечень интерфейсов должен быть сформирован на этапе «Разработка ТЗ на ПИР».

7.2.15. Программное обеспечение УСПД должно позволять:

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

Управляющая программа должна быть защищена паролем и храниться в энергонезависимой памяти контроллера. Программное обеспечение должно иметь возможность обновления, многократной перезаписи и доработки в процессе эксплуатации.

7.2.16. Требования к временному регламенту функций:

- Фиксация изменения состояния телесигнализации (ТС) объектов на уровне устройства ввода (модуль ТС) должна обеспечиваться с быстродействием не хуже 0,1 с;
- Привязка ТС к меткам времени должна выполняться на уровне устройства ввода информации (модуль ТС);
- Общее время передачи информации об изменении состояния ТС на диспетчерский пункт (ДП) должно быть менее 20 с;
- Время исполнения команды ТУ, от момента ее выдачи до завершения исполнения, не должно превышать 25 с; в случае пропадания канала связи, для исключения ложного срабатывания устройств после восстановления связи, посланная ранее команда ТУ должна автоматически удаляться из буферов памяти;
- Точность синхронизации встроенного источника времени СТМ от внешнего источника времени UTC (SU) не хуже ± 1 мс;
- Точность синхронизации системного времени СТМ со временем ОИУК верхнего уровня должна быть не хуже ± 20 мс.

7.3. Требования к каналам ввода-вывода информации

7.3.1. Распределенные модули ввода-вывода ТС, ТИ и ТУ должны быть полностью совместимы с управляющим контроллером и иметь обмен данными в открытых специализированных протоколах;

7.3.2. Модули ввода-вывода ТС, ТИ и ТУ должны иметь гальваническую изоляцию от других цепей и корпуса модуля. Электрическая прочность изоляции не менее 1500В;

7.3.3. Модули ввода-вывода должны иметь элементы световой индикации режимов работы, для возможности визуального тестирования и поиска неисправностей;

7.3.4. В зависимости от условий эксплуатации СТМ возможно использование модулей ТС напряжением коммутации =24В и =220В, либо модулей с возможностью выбора напряжения коммутации датчиков ТС (=24В, =220В) в соответствии с рекомендациями по защите от электромагнитных помех. Тип датчика ТС – сухой контакт;

7.3.5. Модули ввода-вывода ТС и ТУ должны иметь возможность «горячей замены», без отключения питания системы телемеханики и перезагрузки УСПД;

7.3.6. Подключение цепей телеуправления производится к нормально-открытым контактам реле, с коммутационной способностью не ниже 5А, 220 В ± 10 %, 50 Гц;

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

7.4. Требования к ИП

7.4.1. Измерения режимных параметров сети (телеизмерения – ТИ) на подстанциях должны производиться измерительными преобразователями (ИП), имеющими нормируемые относительные погрешности измерений и цифровые интерфейсы ввода/вывода информации.

7.4.2. Обмен данными между ИП и вышестоящими уровнями должен осуществляться с использованием специализированных открытых протоколов, предназначенных для построения систем реального времени.

7.4.3. ИП должен обеспечивать измерения следующих параметров сети с периодом обновления данных не более 0.5 с:

- фазное напряжение по каждой фазе и среднее линейное напряжение;
- частоту, активную и реактивную мощности;
- ток по каждой фазе и среднее значение линейного тока;
- угол между током и напряжением по каждой фазе.

7.4.4. 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 АСДУ. Оба измерительных преобразователя должны быть подключены и интегрированы в ТМ ПС.

7.4.5. Для напряжения 35 кВ и ниже предусмотреть совместное использование ИП по отдельным цифровым интерфейсам (RS-485, CAN и/или др.) для систем АИИС КУЭ и АСДУ.

7.4.6. Количество и типы ИП согласовать с Заказчиком на стадии «Разработка ТЗ на ПИР».

7.5. Требования к электропитанию СТМ

7.5.1. Напряжение питающей сети на вводе в систему бесперебойного питания СТМ ПС 160 – 280 В, частота – 50 Гц +/- 5 Гц;

7.5.2. Система бесперебойного электропитания должна обеспечить гарантированное электропитание средств СТМ ПС не менее 2-х часов при пропадании напряжения на вводе. Переключение питания нагрузки с сети на аккумуляторные батареи и наоборот не должно повлечь за собой сбой в работе устройств СТМ.

7.6. Дополнительные требования к СТМ ПС

7.6.1. Климатическое исполнение устройств СТМ ПС определяется на этапе «Разработка ТЗ на ПИР»;

7.6.2. Информационная емкость СТМ ПС определяется проектом и должна составлять не менее 120 % фактического объема телеинформации;

7.6.3. При необходимости модули ввода/вывода ТС, ТИ и ТУ должны иметь возможность установки непосредственно возле источника сигналов;

7.6.4. На всех подстанциях предусмотреть размещение оборудования ТМ в ОПУ (при наличии технической возможности). При отсутствии или плохом состоянии помещений на

подстанции проектом предусмотреть контейнер для размещения оборудования телемеханики, связи, гарантированного питания.

7.6.5. Заведение контрольных кабелей от устройств РЗА к оборудованию телемеханики должно осуществляться через шкафы промежуточных клеммников. Для цепей телеуправления должны применяться клеммы с размыкателем. Тип, количество и размещение шкафов определить проектом и согласовать с Заказчиком.

7.6.6. Для запрета выполнения команд телеуправления должны быть предусмотрены специальные общие ключи или отключающие устройства, обеспечивающие аппаратные способы вывода из работы функции телеуправления. Должна быть предусмотрена сигнализация текущего положения общих ключей или отключающих устройств.

8. Требования к техническому обслуживанию и гарантии

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

8.2. Гарантийный срок эксплуатации ПТК должен быть не менее 36 месяцев с момента ввода в промышленную (постоянную) эксплуатацию.

9. Требования к стандартизации и унификации

9.1. 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.

9.2. 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.

10. Требования к видам обеспечения

10.1. Требования к техническому обеспечению

10.1.1. 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.

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

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

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

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

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

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

10.1.8. Устройства ПТК должны иметь в комплекте поставки:

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

10.1.9. 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.

10.1.10. Шкафы должны иметь запирающие устройства.

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

10.2. Требования к программному обеспечению

10.2.1. В состав программного обеспечения ПТК должно входить:

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

10.2.2. 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.

10.2.3. 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;

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

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

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

10.3. Требования к информационному обеспечению

10.3.1. 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.);

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

10.3.3. 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.).

10.4. Требования к метрологическому обеспечению и точности измерений

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

10.4.2. 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.

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

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

10.4.5. 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.

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

10.4.7. 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;

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

11. 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.

12. 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.

Характеристики имеющихся каналов связи

[illegible]

Приложение 2

Состав и технические характеристики имеющегося оборудования АСДУ

Название РЭС/ПС	Модель КП	ЦПС	ОИУК
Лискинский РЭС	-	отсутствует	ОИК Союзэнергия
ПС 110/35/10 кВ Добрино	Союзэнергия		
ПС 110/10 кВ 2-я Пятилетка	КПК		
ПС 35/10 кВ 2-е Сторожевое	КПК		
ПС 35/10 кВ Ср. Икорец	КПК		
ПС 35/10 кВ Петровское	Союзэнергия		
ПС 35/10 кВ Залужное	Союзэнергия		

Технические характеристики уточняются на этапе «Разработка ТЗ на ПИР».

Приложение 3

Характеристики имеющихся технологических помещений

Название РЭС/ПС	Наличие помещений для установки АСТУ (имеется/не имеется)	Диапазон температур в помещении установки оборудования АСТУ	Необходимость установки климатической техники (требуется/не требуется)
Лискинский РЭС	имеется аппаратная	от +10С до +40С	требуется
ПС 110/35/10 кВ Добрино	имеется	от 0С до +40С	требуется
ПС 110/10 кВ 2-я Пятилетка	имеется	от 0С до +40С	требуется
ПС 35/10 кВ 2-е Сторожевое	имеется	от 0С до +40С	требуется
ПС 35/10 кВ Ср. Икорец	нет	от 0С до +40С	требуется
ПС 35/10 кВ Петровское	имеется	от 0С до +40С	требуется
ПС 35/10 кВ Залужное	имеется	от 0С до +40С	требуется

Все необходимые данные уточняются на этапе «Разработка ТЗ на ПИР».

Приложение 4

Планируемый объем проектно-изыскательских работ

Объект	Количество										ТС общественные объектационные
	Присоединений для измерения режимных параметров сети (ИП)	ТС выключателей	ТС разъедини- елей	ТС замыкателей на «землю»	АПТС	ТУ	ТИ режимов технологического оборудования (давление, температура и т.п.)				
ПС 110/35/10 кВ Добрино в т.ч.:		2	1				2	2	2		
	- вводы (секция 110 кВ)										
	- присоединения (35 кВ)	1	2	1	6	2					
	- присоединения (10 кВ)	7		1	16	7					
	Итого по ПС:	8	11	3	2	22	9				
ПС 110/10 кВ 2-я Пятилетка в т.ч.:								2	2		
	- вводы (секция 110 кВ)		4	5		8					
	- присоединения (10 кВ)	10	10	3	2	24	10				
	Итого по ПС:	10	14	8	2	32	10			2	2
	ПС 35/10 кВ 2-е Сторожевое в т.ч.:										2
- присоединения (35 кВ)		2	5	2	2	10	5				
- присоединения (10 кВ)		8	11	3	2	26	11				
Итого по ПС:		10	16	5	4	36	16	2	2		
ПС 35/10 кВ Ср. Игорец в т.ч.:									2	2	
	- присоединения (35 кВ)	2	6	5		12	6				
	- присоединения (10 кВ)	11	12	3	2	28	12				
	Итого по ПС:	13	18	8	2	40	18	2			2
	ПС 35/10 кВ Петровское в т.ч.:										2
- присоединения (35 кВ)		3	5	6	2	10	5				
- присоединения (10 кВ)		9	11	3	2	30	11				
Итого по ПС:		12	16	9	4	40	16	2	2		

Программа	Повышения наблюдаемости
Финансирование в ИПР	из ИТ раздела
Тип закупки	децентрализованная
Вид работ	ПИР
Сумма, тыс. руб. без НДС	2 970,00
Дата передачи в ИА	02.02.2018
Дата передачи в филиал	