

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго»

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора
- главный инженер

Филиала ПАО «МРСК Центра»-
«Курскэнерго»

 В.И. Истомин

«28» июня 2019г.

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго»
Модернизация РП, ТП 6-10/0,4 кВ Курского РЭС филиала Курскэнерго с
монтажом оборудования систем телемеханики, в рамках Цифрового РЭС

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ № 1_46_48

на 84 листах

ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ:
Исполнительный аппарат ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование подразделения	Должность	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
1	Департамент КиТ АСУ	Начальник департамента	Демьянец Р.В.		20.05.2019
2	Департамент КиТ АСУ	Заместитель начальника департамента	Симонов Е.Е.		16.05.19
3	Департамент учета электроэнергии	Начальник департамента	Завалин И.С.		
4	Управление РиЭ АСДУ	Начальник управления	Петров Д.А.		29.03.2019

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго»

№ п/п	Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
1	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Курскэнерго»	Начальник управления КиТ АСУ	Голицын Н.И.		28.03.2019
2	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Курскэнерго»	Начальник службы эксплуатации СДТУиИТ	Рыбалкин В.О.		28.03.19
3	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Курскэнерго»	Начальник управления учета электроэнергии	Желдаков Д.И.		28.03.2019
4	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Курскэнерго»	Начальник отдела контроллинга ИТ и ТК	Косенко А.В.		28.03.2019

СОСТАВИЛИ:

№ п/п	Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
1	Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Курскэнерго»	Ведущий специалист отдела эксплуатации АСДУ	Окунев В.В.		28.03.2019

Оглавление

ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
1. Общие сведения	5
1.1. Наименование работ	5
1.2. Реквизиты Заказчика	5
1.3. Плановые сроки	5
1.4. Финансирование работ	5
1.5. Этапы, состав и сроки проведения работ	5
2. Назначение и цели создания системы	6
2.1. Назначение	6
2.2. Цели создания	6
3. Характеристики объектов автоматизации	7
3.1. Месторасположение РЭС:	7
3.2. Условия эксплуатации объектов автоматизации и характеристика окружающей среды:	7
4. Виды измеряемой, регистрируемой и передаваемой информации с ТП 6-10/0,4 кВ	7
5. Требования к технорабочему проекту	7
6. Требования к СТМ и АСУЭ ТП 6-10/0,4 кВ	10
6.1. Общие требования	10
6.2. Требования к системе в части СТМ.	11
6.3. Требования к системе в части учета электроэнергии	11
6.4. Требования к электропитанию СТМ и АСУЭ	14
6.5. Дополнительные требования к СТМ	15
7. Порядок сдачи и приемки работ	15
8. Требования к подрядчику	15
Приложение №1	16
Приложение №2	29
Приложение №3	42
Приложение №4	61

ТЕРМИНЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

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

АПТС	Аварийно-предупредительная телесигнализация
АСДУ	Автоматизированная система диспетчерского управления
АСУЭ	Автоматизированная система учета электроэнергии
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ДП	Диспетчерский пункт
ЗИП	Запасные части, Инструменты и Принадлежности
ИВК	Информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК	Информационно-измерительный комплекс
КА	Коммутационный аппарат
КТСБ	Комплекс технических средств безопасности
ПО	Программное обеспечение
ПШО	Предпроектное обследование
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РЗА	Релейная защита и автоматика
РП	Распределительная подстанция
РЭС	Районные электрические сети
СГЭ	Система гарантированного электропитания
СТМ	Система телемеханики
ТЕР	Территориальные единичные расценки
ТЗ	Техническое задание
ТК	Телекоммуникации
ТМ	Телемеханика
ТС	Телесигнализация
ТТ	Трансформатор тока
УСПД	Устройство сбора и передачи данных
ФЕР	Федеральные единичные расценки
ТЕР	Территориальные единичные расценки
ЦУС	Центр управления сетями

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 ТП 6-10/0,4 кВ Курского РЭС филиала Курскэнерго с монтажом оборудования систем телемеханики, в рамках создания Цифрового РЭС.

1.1. Наименование работ

Проектно-изыскательские работы по модернизации ТП 6-10/0,4 кВ (1 069 ед) в части систем телемеханики и АСУЭ на базе единого контроллера, в рамках создания Цифрового РЭС Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго». Перечень объектов приведен в Приложении №4 к данному ТЗ.

1.2. Реквизиты Заказчика

Полное наименование: «Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра»;
 Почтовый адрес: 127018, Москва, Ямская 2-я ул., д.4; Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Курскэнерго» Место нахождения филиала: 305029, г. Курск, ул. К. Маркса, д.27;
 ИНН/КПП: 6901067107/ 463202002;
 ОГРН: 1046900099498;
 Банк: ПАО БАНК ВТБ в г. Воронеж;
 Расчетный счет: 40702810418250001092;
 Корр. счет: 301018101000000000835;
 БИК банка: 042007835.

1.3. Плановые сроки

Начало – с момента заключения договора, окончания работ – 20 ноября 2019 г..

1.4. Финансирование работ

Финансирование работ выполняется согласно статьи №1334 «Модернизация РП, ТП 6-10/0,4 кВ Курского РЭС филиала Курскэнерго с монтажом оборудования систем телемеханики, в рамках Цифрового РЭС» инвестпрограммы 2019 г. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Курскэнерго».

1.5. Этапы, состав и сроки проведения работ

№ п/п	Наименование этапов	Сроки выполнения
1.	Проведение предпроектного обследования объектов	3 недели
2.	Разработка и предоставление отчета по ППО с предложениями технических решений	3 недели
3.	Согласование с Заказчиком отчета по ППО и технических решений	2 недели

4.	<p>Разработка технорабочего проекта. Технорабочий проект в обязательном порядке должна содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • пояснительную записку; • планы размещения оборудования и кабельных трасс; • схемы однолинейные принципиальные с указанием приборов учета по каждому присоединению; • таблицы соединений и подключений (кроссовые журналы); • схемы организации каналов связи телемеханики и учета электроэнергии; • спецификации оборудования и материалов; • ведомость работ (полный комплекс работ необходимых по вводу в эксплуатацию системы ТМ, в том числе настройка передачи телеметрической информации в существующий ОИК и настройке передачи данных учета в ИВК на базе ПО «Пирамида-Сети» филиала ПАО «МРСК Центра» – «Курскэнерго») • локальные сметы на оборудование, локальные сметы на монтажные работы, локальные сметы на пусконаладочные работы, сводные сметные расчеты по каждому объекту и общий сводный сметный расчет по всем объектам; • программу и методики испытаний. 	до 20.10.2019
5.	Согласование и утверждение полного комплекта технорабочего проекта, включая проектно-сметную документацию, в Филиале ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго» и ИА ПАО «МРСК Центра».	до 20.11.2019

2. Назначение и цели создания системы

2.1. Назначение

2.1.1. СТМ и АСУЭ ТП 6-10/0,4 кВ предназначены для повышения надежности, экономичности и безопасности эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ТП 6-10/0,4 кВ за счет автоматизации технологических процессов ТП 6-10/0,4 кВ, а также для автоматизированного учета электроэнергии на объектах;

2.1.2. СТМ и АСУЭ ТП 6-10/0,4 кВ предназначены для автоматизации следующих задач:

- контроля технологического режима и состояния оборудования;
- управление основным и вспомогательным оборудованием;
- информационно-аналитической поддержки персонала;
- сбора и передачи телеметрической информации в ОИК АСДУ ЦУС и ДП РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго» по протоколу МЭК 60870-5-104;
- сбора и передачи данных учета со счетчиков электроэнергии в ИВК на базе ПО «Пирамида-Сети» филиала ПАО «МРСК Центра» – «Курскэнерго».

2.2. Цели создания

2.2.1. Повышение наблюдаемости ТП 6-10/0,4 кВ, передача технологической информации на все уровни принятия решений;

2.2.2. Повышение эффективности оперативно-технологического управления;

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

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

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

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

3. Характеристики объектов автоматизации

3.1. Месторасположение РЭС:

Курская область

Наименование РЭС, ГЭС	Кол-во ТП 6- 10/0,4 кВ, шт.	Адрес РЭС, ГЭС
Курский РЭС	1069	305527, г. Курск, ул. Энгельса, д. 171в

Перечень объектов приведен в Приложении №4 к данному ТЗ.

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 ТП 6-10/0,4 кВ

Проектируемая система на ТП 6-10/0,4 кВ должна обеспечивать возможность измерения, регистрации и передачи следующих видов информации:

- Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;
- Положение дверей шкафа силового оборудования (1 обобщённый сигнал);
- Наличие напряжения на отходящих фидерах по каждой фазе;
- Контроль напряжения питания на вводе в устройство;
- Срабатывание пожарной сигнализации (для ТП киоскового типа, 2КТП и 3ТП);
- Срабатывание охранной сигнализации с датчика объема (для ТП киоскового типа, 2КТП и 3ТП);
- Положение секционного выключателя или наличие напряжения на секциях шин 0,4 кВ (для ТП с двумя и более секциями шин 0,4 КВ).
- Данные учета со счетчиков электроэнергии;
- Журналы событий со счетчиков электроэнергии.

Проектом определить количество счетчиков, требующих замены и счетчиков, необходимых для установки на ТП, для обеспечения передачи текущих измерений в систему телемеханики и АСУЭ филиала. Требования к счетчикам приведены в Приложении №2.

В случае отсутствия технической возможности сбора требуемого объема информации, в перечне сигналов (Приложение к отчету по ППО) указать первичное оборудование, требующее модернизации (реконструкции) по каждому сигналу. В контроллерах ввода\вывода дискретных сигналов системы ТМ, предусмотреть резерв, кроме технологического резерва, указанного в п. 6.4.4, на объем сигналов, по которым на момент выполнения ПИР, нет технической возможности их сбора.

Перечень сигналов ТС, ТИ уточняется на этапе проведения ППО и согласовывается с Заказчиком.

5. Требования к технорабочему проекту

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

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

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

5.3.1. СТО 34.01-6.1-001-2016. Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования.

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

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

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

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

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

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

5.3.8. ГОСТ Р МЭК 870-3-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 3. Интерфейсы (электрические характеристики);

5.3.9. ГОСТ Р МЭК 870-5-5-96 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 5. Основные прикладные функции;

5.3.10. ГОСТ 2.001-2013 Единая система конструкторской документации. Общие положения;

5.3.11. ГОСТ 2.105-95. ЕСКД. Общие требования к текстовым документам (с изменением № 1);

5.3.12. ГОСТ 2.106-96. ЕСКД. Текстовые документы;

5.3.13. ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы;

5.3.14. ГОСТ 2.610-2006 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов;

5.3.15. ГОСТ Р 8.655-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования;

5.3.16. ГОСТ 19.005-85 Единая система программной документации. Р-схемы алгоритмов и программ. Обозначения условные графические и правила выполнения;

5.3.17. ГОСТ 19.701-90 (ИСО 5807-85) Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения;

5.3.18. ГОСТ 24.301-80 Система технической документации на АСУ. Общие требования к выполнению текстовых документов (с изменениями № 1, 2).

5.3.19. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с изменениями № 1, 2, 3, 4, 5).

5.3.20. ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009) Стандартные напряжения.

5.3.21. ГОСТ 30804.4.2-2013 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний.

- 5.3.22. ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006) / [ГОСТ Р 51317.4.3-2006 (МЭК 61000-4-3:2006)] Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний.
- 5.3.23. ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний.
- 5.3.24. ГОСТ 30804.4.11-2013 (IEC 61000-4-11:2004) / ГОСТ Р 51317.4.11-2007 (МЭК 61000-4-11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний.
- 5.3.25. ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии.
- 5.3.26. ГОСТ 30805.22-2013 (CISPR 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений.
- 5.3.27. ГОСТ Р 51841-2001 (МЭК 61131-2-92) Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний.
- 5.3.28. ГОСТ Р МЭК 60073-2000 Интерфейс человеко-машинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации.
- 5.3.29. ГОСТ IEC 60255-5-2014 Реле электрические. Часть 5. Координация изоляции измерительных реле и защитных устройств. Требования и испытания.
- 5.3.30. ГОСТ Р МЭК 60297-3-101-2006 Конструкции несущие базовые радиоэлектронных средств. Блочные каркасы и связанные с ними вставные блоки. Размеры конструкций серии 482,6 мм (19 дюймов).
- 5.3.31. ГОСТ Р МЭК 60715-2003 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Установка и крепление на рейках электрических аппаратов в низковольтных комплектных устройствах распределения и управления.
- 5.3.32. ГОСТ Р МЭК 60917-1-2011 Модульный принцип построения базовых несущих конструкций для электронного оборудования. Часть 1. Общий стандарт.
- 5.3.33. ГОСТ Р МЭК 60917-2-2011 Модульный принцип построения базовых несущих конструкций для электронного оборудования. Часть 2. Секционный стандарт. Координационные размеры интерфейса для несущих конструкций с шагом 25 мм.
- 5.3.34. ГОСТ Р МЭК 60917-2-1-2011 Модульный принцип построения базовых несущих конструкций для электронного оборудования. Часть 2. Секционный стандарт. Координационные размеры интерфейса для несущих конструкций с шагом 25 мм. Раздел 1. Детальный стандарт. Размеры шкафов и стоек.
- 5.3.35. ГОСТ Р МЭК 60917-2-2-2013 Модульный принцип построения механических конструкций для радиоэлектронных средств. Часть 2. Секционный стандарт. Координационные размеры интерфейса для несущих конструкций с шагом 25 мм. Раздел 2. Детальный стандарт. Размеры блочных каркасов, шасси, объединительных плат, передних панелей и вставных блоков.
- 5.3.36. ГОСТ IEC 60947-5-1-2014 Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 5-1. Аппараты и коммутационные элементы цепей управления. Электромеханические устройства цепей управления.
- 5.3.37. ГОСТ IEC 60950-1-2014 Оборудование информационных технологий. Требования безопасности. Часть 1. Общие требования.
- 5.3.38. ГОСТ 2.111-68. ЕСКД. Нормоконтроль;
- 5.3.39. ГОСТ 21.002-81. Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектно-сметной документации;
- 5.3.40. ГОСТ 28601.1-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Панели и стойки. Основные размеры;
- 5.3.41. ГОСТ 28601.2-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Шкафы и стоечные конструкции. Основные размеры;

- 5.3.42. ГОСТ 28601.3-90 Система несущих конструкций серии 482,6 мм. Каркасы блочные и частичные подвижные. Основные размеры;
- 5.3.43. ГОСТ Р 51179-98 (МЭК 870-2-1-95) Устройства и системы телемеханики. Часть 2. Условия эксплуатации. Раздел 1. Источники питания и электромагнитная совместимость;
- 5.3.44. ГОСТ ИЕС 60870-4-2011 Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования;
- 5.3.45. ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики;
- 5.3.46. ГОСТ Р МЭК 60870-5-103-2005 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 103. Обобщающий стандарт по информационному интерфейсу для аппаратуры релейной защиты;
- 5.3.47. ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей;
- 5.3.48. ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний;
- 5.3.49. ГОСТ Р 51317.6.5-2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний;
- 5.3.50. ГОСТ Р 51318.11-99 (СИСПР 11-97) Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от промышленных, научных, медицинских и бытовых (ПНМ) высокочастотных установок. Нормы и методы испытаний;
- 5.3.51. РД 34-20-501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;
- 5.3.52. ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями»;
- 5.3.53. ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP);
- 5.3.54. Исходные данные, представленные Заказчиком.
- 5.3.55. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», введенного в действие 22.02.2017 г.;
- 5.3.56. 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.
- 5.3.57. СТО ПАО «Россети» 34.01-5.1-009-2019 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования»;
- 5.3.58. СТО 34.01-5.1-010-2019 ПАО «Россети» «Устройства сбора и передачи данных электроэнергии. Общие технические требования».
- 5.4. Возможные отклонения от ТЗ – согласовываются с Заказчиком на этапе проведения ППО.

6. Требования к СТМ и АСУЭ ТП 6-10/0,4 кВ

6.1. Общие требования

При проектировании СТМ и АСУЭ на ТП 6(10)/0,4 кВ необходимо предусмотреть применение существующих на вводах 0,4 кВ счетчиков электрической энергии, в качестве измерительных преобразователей СТМ. При отсутствии или технической невозможности применения существующих на вводах 0,4 кВ счетчиков в качестве измерительных преобразователей СТМ следует предусмотреть их установку (замену). Также необходимо предусмотреть замену, в случае необходимости, установленных ранее счетчиков коммерческого учета энергии на отходящих от ТП линиях с целью обеспечения сбора данных в проектируемую АСУЭ.

6.2. Требования к системе в части СТМ.

6.2.1. СТМ должна представлять собой программно–технический комплекс, работающий в автоматизированном режиме и обеспечивающий сбор технологической информации с оборудования ТП и передачу этой информации на верхний уровень (ДП РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго»).

6.2.2. Для решения задач оперативного обслуживания ТП 6-10/0,4 кВ СТМ и АСУЭ должна обеспечивать возможность выполнения следующих функций:

- сбор значений аналоговых и дискретных параметров;
- обмен информацией с обособленными системами ТП 6-10/0,4 кВ и вышестоящими уровнями управления;
- контроль функционирования устройств СТМ и смежных систем (РЗА, КТСБ и пр.);
- синхронизация времени устройств СТМ;

6.2.3. Применяемые технические решения должны соответствовать требованиям СТО 34.01-6.1-001-2016 для подстанций соответствующего класса напряжения.

6.2.4. Применяемое оборудование, материалы и системы должны соответствовать требованиям действующего положения о единой технической политике ПАО «Россети» и быть допущены к применению на объектах электросетевого комплекса.

6.2.5. Требования к функциям, характеристикам, проектированию СТМ, а также требования к обеспечению ЭМС, стандартизации и унификации, техническому обслуживанию СТМ изложены в стандарте организации ПАО «Россети» (СТО 34.01-6.1-001.2016). Сводная таблица технических требований к СТМ приведена в Приложении №1.

6.2.6. Требования к счетчикам электроэнергии:

- Измерения режимных параметров сети (телеизмерения – ТИ) на ТП должны производиться счетчиками электроэнергии, имеющими нормируемые относительные погрешности измерений и цифровые интерфейсы ввода/вывода информации.
- Обмен данными между счетчиками электроэнергии и вышестоящими уровнями должен осуществляться с использованием специализированных открытых протоколов, предназначенных для построения систем реального времени.

6.2.7. Счетчик электроэнергии должен обеспечивать измерения следующих параметров сети с периодом обновления данных не более 0.5 с:

- фазное напряжение по каждой фазе и среднее линейное напряжение;
- активную, реактивную и полную мощности;
- активную и реактивную электроэнергию в двух направлениях (прием, отдача);
- частоту сети;
- ток по каждой фазе и среднее значение линейного тока;
- угол между током и напряжением по каждой фазе.

6.2.8. Предусмотреть совместное использование счетчика электроэнергии по отдельным цифровым интерфейсам (RS-485, CAN и/или др.) или совмещенное использование цифрового интерфейса счетчика электроэнергии для систем АСУЭ и ТМ.

6.2.9. Количество и типы счетчиков электроэнергии согласовать с Заказчиком на стадии проведения ППО.

6.3. Требования к системе в части учета электроэнергии

6.3.1. Все используемое оборудование должно соответствовать требованиям климатического исполнения категории УХЛ2.1 по ГОСТ 15150-69 и удовлетворять требованиям к рабочему диапазону температур от -40 до +60°C.

6.3.2. Типы применяемых компонентов систем учета (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы и т.д.) электроэнергии должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в

Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Кроме того, конструкция элементов ИИК должна предусматривать установку пломб сетевой организацией.

6.3.3. Технические параметры и метрологические характеристики приборов учета должны соответствовать требованиям ИЕС61107 и ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Счетчики электрической энергии», ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2», ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2s и 0,5s», ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Счетчики статические реактивной энергии». А также СТО ПАО «Россети» 34.01-5.1-009-2019 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам);

6.3.4. Программное обеспечение, применяемые протоколы ИИК и ИВКЭ системы должны быть открытыми, соответствующими стандартным протоколам, применяющимся в ПАО «Россети»;

6.3.5. Применяемое оборудование (ИИК/ИВКЭ) должно быть совместимо с ИВК на базе ПО «Пирамида-Сети» филиала ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго»;

6.3.6. Должно обеспечиваться ведение системы единого времени с погрешностью не более ± 5 секунд в сутки.

6.3.7. Требования к функциям, характеристикам, к обеспечению ЭМС приборов учета и УСПД в составе систем учета электроэнергии изложены в стандарте организации ПАО «Россети» (СТО 34.01-5.1-009.2019) и (СТО 34.01-5.1-010.2019). Сводная таблица технических требований к приборам учета приведена в Приложении 2 и (СТО 34.01-5.1-010.2019). Сводная таблица технических требований к УСПД АСУЭ приведена в Приложении 3 и (СТО 34.01-5.1-010.2019).

6.3.8. Требования к счетчикам электроэнергии

По способу установки прибора учета допускается монтаж в щит учета, или на DIN-рейку. Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем.

Тип корпуса - с возможностью крепления в щиток/на DIN-рейку.

Прибор учета электроэнергии должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства.

Маркировка приборов учета должна соответствовать ГОСТ 25372 и ГОСТ 31818.11-12.

6.3.9. Общие функциональные возможности

Приборы учета электроэнергии должны обеспечивать:

- хранение профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом интегрирования от 1 до 60 минут и глубиной хранения не менее 123 суток при времени интегрирования 60 минут;

- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета тарифицированных данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом, в том числе в прямом и обратном направлениях (для приборов учета электроэнергии устанавливаемых на ТП на присоединениях 6-10 кВ и выше), за:

- текущий месяц и на начало предыдущих 36 месяцев;
- текущий год и предыдущие два года (на начало года);

- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при отключенном питании не менее 3 лет;

- хранение запрограммированных параметров не менее 5 лет эксплуатации прибора учета;

- работу по одному или нескольким цифровым каналам связи;

- скорость передачи данных приборов учета должна определяться стандартными спецификациями применяемых интерфейсов связи;

- возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально и удаленно;

- разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
- наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации;
- отображение параметров и событий на дисплее должно быть русифицировано (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее прибора учета);
- визуализацию индикации работоспособного состояния;
- контроль правильности подключения измерительных цепей;
- наличие энергонезависимой электронной пломбы корпуса и клеммной крышки прибора учета для защиты от несанкционированного доступа;
- ведение журналов событий, журнала показателей качества электричества, журнала превышения порога мощности;
- Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать ведение «журнала событий» с привязкой ко времени (общей глубиной не менее 100 записей);
- В журналах событий приборов учета должны фиксироваться:
 - дата и время вскрытия клеммной крышки;
 - изменение состояния корпуса прибора учета;
 - дата последнего перепрограммирования;
 - изменения направления перетока мощности (для однофазных приборов учета и трехфазных приборов учета прямого включения);
 - факт связи с прибором учета, приведший к изменению данных;
 - отклонение напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (для трехфазных счетчиков);
 - нарушение фазировки (для трехфазных приборов учета);
 - результатов самодиагностики;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени.
- Программируемую последовательность сообщений и вывода измеряемых параметров на дисплей прибора учета;
- наличие встроенной батареи в приборе учета для обеспечения хода внутренних часов реального времени;
 - обмен данными по протоколам, соответствующим стандарту ПАО «Россети»;
 - автоматический переход зима/лето по умолчанию в режиме «запрещен»;
 - защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

6.3.10. Требования к трансформаторам тока (ТТ).

- ТТ по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 7746-2015. Коэффициенты ТТ должны быть выбраны по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок и определены по результатам предпроектного обследования. Класс точности ТТ определяется исходя из условий функционирования объекта измерений, но не должен быть хуже 0,5.
- Тип ТТ и коэффициенты трансформации определить проектом.
- Межповерочный интервал ТТ не менее 16 лет.
- ТТ должны быть устойчивы к воздействию внешних механических факторов для группы механического исполнения М2 ГОСТ 30631-99. Исполнение ТТ по условиям установки на месте работы - встраиваемые, допускают установку в пространстве в любом положении. Контактные зажимы вторичной обмотки закрыты прозрачной пластмассовой крышкой, с возможностью опломбирования.
- По способу защиты от поражения электрическим током должны относиться к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 и иметь степень защиты не ниже IP00 по ГОСТ 14254-96.

6.3.11. Требования к трансформаторам напряжения (ТН) и их вторичным цепям.

- Для питания цепей напряжения измерительных элементов приборов учета должны применяться трехфазные трансформаторы напряжения (ТН) или однофазные ТН, устанавливаемые в каждой из трех фаз.

- Применяемые измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2015 (“Трансформаторы напряжения. Общие технические условия”), класс точности трансформаторов напряжения определяется исходя из условий функционирования объекта измерений, но не должен быть хуже 0,5.

- Значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения приборов учета к ТН должны быть не более 0,25% номинального вторичного напряжения для ТН классов точности 0,2 и 0,5 и не более 0,5% для ТН класса точности 1,0. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения ТН расчетного и технического учета должны быть не менее 1,5 кв. мм для меди. Применение алюминиевых проводников запрещается.

- Во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку вторичных цепей ТН необходимо выполнять так, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах.

- Конструкция клеммных зажимов ТН должна обеспечивать их защиту от несанкционированного доступа.

- Измерительные ТН всех классов напряжения должны защищаться со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения измерительных ТН расчетного учета должна обеспечивать возможность их пломбирования. ТН, используемые только для учета и защищенные предохранителями, должны иметь контроль целостности предохранителей.

- Межповерочный интервал ТН не менее 16 лет.

6.3.12. Основные технические характеристики уровня ИВКЭ – УСПД приведены в Приложении №3 к данному ТЗ. Технические характеристики УСПД должны соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-010-2019 ПАО «Россети» «Устройства сбора и передачи данных электроэнергетики. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам).

6.4. Требования к электропитанию СТМ и АСУЭ

6.4.1. В системе должна быть предусмотрена возможность обеспечения электропитания от внешних цепей 230 В переменного и/или 220 В постоянного тока.

6.4.2. Технические средства СТМ и АСУЭ 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.

6.4.3. Для электропитания устройств от источников электроэнергии, входящих в состав СТМ и АСУЭ (преобразователей напряжения, источников бесперебойного питания и пр.), должны применяться рекомендованные номинальные значения напряжения постоянного и переменного тока согласно ГОСТ Р 51179 (разделы 4.2 и 4.3).

6.4.4. В составе СТМ и АСУЭ ТП 6-10/0,4 кВ должен быть предусмотрен резервный источник электропитания ионисторного типа, обеспечивающий функционирование СТМ и АСУЭ в течение времени достаточного для отправки сигнала о пропадании напряжения на

вводе, но не менее 1-й минуты. Переключение питания нагрузки с сети на резервный источник и наоборот не должно повлечь за собой сбой в работе устройств СТМ.

6.5. Дополнительные требования к СТМ и АСУЭ

6.5.1. При определении технических характеристик шкафов учета и телемеханики ТП 6-10/0,4 кВ, следует руководствоваться типовыми техническими решениями по автоматизации ТП. При выборе технических решений следует учитывать приоритет применения уже установленных на объектах устройств сбора и передачи данных и приборов учета электроэнергии, а при замене существующего оборудования на объектах необходимо обеспечить возможность передачи данных с существующих интеллектуальных приборов учета электроэнергии, установленных у потребителей, запитанных от отходящих линий ТП 6(10)/0,4 кВ в ИВК филиала на базе ПО «Пирамида-Сети».

6.5.2. При проектировании СТМ следует предусмотреть ввод контрольных кабелей в устройства СТМ через промежуточные клеммники.

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

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

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

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

6.5.7. Техническое решение должно обеспечивать сбор и передачу следующей телеметрической информации:

- ТС не менее 11 шт. Количество необходимых ТС определяется на этапе проведения ППО и согласовывается с заказчиком.

- ТИ не менее 3 шт. Количество необходимых ТИ определяется на этапе проведения ППО и согласовывается с заказчиком.

7. Порядок сдачи и приемки работ

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

8. Требования к подрядчику

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

Требования к СТМ

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
1.1 Подстанции (РП, ТП 6-10/0,4 кВ)		сбор значений аналоговых и дискретных параметров	х
		выдача управляющих воздействий	-
		обмен информацией с обособленными системами РП и вышестоящими уровнями управления	-
		контроль функционирования СТМ	х
		синхронизация устройств СТМ	х
2.1 Прием аналоговых сигналов	переменного тока	1 А и 5 А	х
	переменного напряжения	57,7 В и 100 В	-
		230 В и 400 В	х
2.4 Первичная обработка аналоговых сигналов		фильтрация высокочастотных помех	х
		фильтрация значений, близких к нулю	х
		масштабирование и смещение шкалы значений	х
		вычисление расчетных значений	х
		присвоение меток времени	х
2.5 Номинальное напряжение дискретных сигналов (Значения номинального напряжения дискретных сигналов должны быть указаны в эксплуатационной документации на устройство)		24 В и/или 220 В постоянного тока и/или 230 В переменного тока	х
2.6 Расположение источника питания датчиков дискретных сигналов на напряжение 24 В постоянного тока		внутри СТМ (пассивные входные сигналы)	х
2.7 Уровни дискретных сигналов 24 В постоянного тока	низкий уровень сигнала	от 0 до 5 В	х
	высокий уровень сигнала	от 15 до 30 В	х
2.8 Номинальный ток дискретных сигналов на 24 В при замкнутых контактах		от 5 мА до 10 мА	х
2.9 Номинальное сопротивление внешней цепи канала измерения дискретных сигналов на 24 В, при		150 Ом	х

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
котором фиксируется состояние «замкнуто»			
2.10 Минимальное сопротивление внешней цепи канала измерения дискретных сигналов на 24 В, при котором фиксируется состояние «разомкнуто»		50 кОм	х
2.11 Расположение источника питания датчиков дискретных сигналов на напряжение 220 В постоянного тока		снаружи СТМ, питание от цепей оперативного тока (активные входные сигналы)	х
2.12 Уровни дискретных сигналов 220 В постоянного тока	низкий уровень сигнала	от -5 до 15 % от $U_{ном}$	х
	высокий уровень сигнала	от 75 до 125 % от $U_{ном}$	х
2.13 Расположение источника питания датчиков дискретных сигналов на напряжение 230 В переменного тока		снаружи СТМ, питание от цепей оперативного тока (активные входные сигналы)	х
2.14 Уровни дискретных сигналов 230 В переменного тока	низкий уровень сигнала	от 0 до 15 % от $U_{ном}$	х
	высокий уровень сигнала	от 75 до 125 % от $U_{ном}$	х
2.15 Первичная обработка собираемых значений дискретных параметров		устранение влияния «дребезга» контактов	х
		присвоение меток времени	х
		проверка достоверности значений	х
2.16 Время подавления «дребезга» контактов для дискретных сигналов		10 мс и более с шагом 1 мс	х
2.19 Сбор значений аналоговых и дискретных параметров от обособленных систем РП (РЗА, АСУЭ и пр.), по цифровым каналам связи		в соответствии с требованиями к информационному обмену информацией с обособленными системами РП	х
3.1 Формирование управляющих воздействий на исполнительные устройства		по командам персонала с выносных панелей или ключей управления (при наличии)	-
		по командам телеуправления	-
3.2 Выдача управляющих воздействий на исполнительные устройства		непосредственно от СТМ	-
		через устройства обособленных систем (РЗА, АСУЭ)	-
3.3 Номинальное напряжение коммутации дискретных выходов		220 В и/или 24 В постоянного тока и/или 230 В переменного тока	х

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
(Значения номинального напряжения коммутации дискретных выходов должны быть указаны в эксплуатационной документации на устройство)			
3.4 Коммутационная способность контактов на замыкание с постоянной времени 0,05с для категории применения согласно ГОСТ IEC 60947-5-1	DC-13	5 А 220 В постоянного тока	-
	DC-12	0,1 А от 24 до 250 В постоянного тока	-
3.5 Коммутационная способность контактов на размыкание с постоянной времени 0,05с для категории применения согласно ГОСТ IEC 60947-5-1	DC-13	0,25 А	-
	DC-12	0,1 А от 24 до 250 В постоянного тока	-
3.6 Коммутационная способность контактов при напряжении от 24 до 250 В в цепях постоянного тока с постоянной времени индуктивной нагрузки 0,02 с		30 Вт	-
4.1 Наличие интерфейсов физического уровня	IEEE группы 802.3 Ethernet («витая пара» и/или оптическое волокно)		х
	RS-485 (EIA/TIA-485-A)		х
4.2 Поддержка протоколов обмена с вышестоящими уровнями управления	ГОСТ Р МЭК 60870-5-104		х
	ГОСТ Р МЭК 60870-5-101		х
4.3 Временное (до снятия электропитания с устройства) хранение (буферизация) передаваемой на вышестоящие уровни управления информации	не менее 100 последних значений дискретных параметров и событий		х
	не менее 100 последних значений аналоговых параметров		х
4.4 Наличие возможности обмена информацией с вышестоящими уровнями управления	не менее чем с 2-я пунктами управления с индивидуальным набором параметров и команд для каждого пункта управления		х
4.5 Поддержка протоколов обмена с обособленными системами РП (РЗА, АСУЭ и пр.) (Перечень поддерживаемых	ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 (контролирующая станция) и/или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104		х

Наименование параметра	Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
протоколов обмена должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)	(контролирующая станция)	
5.1 Сбор и передача значений параметров контроля функционирования	устройств СТМ	х
6.1 Прием сигналов точного времени (Перечень поддерживаемых протоколов обмена должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)	ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 и/или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 и/или (S)NTP	х
	рекомендуется ГЛОНАСС и GPS (только в качестве резервного источника)	х
6.2 Протоколы синхронизации устройств СТМ и обособленных систем РП (Перечень поддерживаемых протоколов обмена должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)	и/или (S)NTP и/или IEEE 1588	х
6.3 Точность синхронизации внутренних таймеров устройств СТМ обеспечивающих непосредственное управление оборудованием, измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования между собой	не хуже 100 мс	х
6.4 Точность синхронизации внутренних таймеров устройств СТМ при наличии внешних сигналов точного времени со всемирным координированным временем (UTC)	не хуже 1000 мс	х
6.5 Точность хода встроенных часов устройств СТМ, обеспечивающих непосредственное управление оборудованием, измерение, преобразование, сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования при отсутствии возможности синхронизации со всемирным координированным	не хуже $\pm 5,0$ с/сут	х

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
временем (UTC) в диапазоне рабочих температур			
7.1 Класс защиты человека от поражения электрическим током		не хуже I	x
7.2 Защита персонала от поражения электрическим током		защита от прямого прикосновения	x
		защитное заземление	x
		защита от остаточных электрических зарядов	x
		гальваническая изоляция цепей каналов ввода/вывода друг от друга и от частей устройства, доступных для прикосновения пользователя	x
7.3 Электрическая прочность изоляции для цепей с рабочей изоляцией	между цепями номинального напряжения до 42 В	не менее $3U_{ном}$	x
	между цепями номинального напряжения от 130 до 250 В	не менее 1.5 кВ (нормальные условия испытаний) не менее 0,9 кВ (при верхнем значении относительной влажности)	x
	между цепями номинального напряжения от 250 до 660 В	не менее 2 кВ (нормальные условия испытаний) не менее 1,5 кВ (при верхнем значении относительной влажности)	x
	для цепей, питаемых непосредственно от измерительных трансформаторов	не менее 2 кВ	x
7.4 Электрическая прочность и сопротивление изоляции	между цепями номинального напряжения до 42 В	не менее $3U_{ном}$	x
		в соответствии указаниями производителя, но не менее 1 МОм; не менее 0,5 МОм при питании от отдельного источника или через разделительный трансформатор	x
	между цепями	не менее 1.5 кВ (нормальные условия испытаний)	x

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
	номинально го напряжения от 130 до 250 В	не менее 0,9 кВ (при верхнем значении относительной влажности)	
		в соответствии указаниями производителя, но: не менее 1 МОм; не менее 10 МОм в цепях управления и питания	х
	между цепями номинально го напряжения от 250 до 660 В	не менее 2 кВ (нормальные условия испытаний) не менее 1,5 кВ (при верхнем значении относительной влажности)	х
		в соответствии указаниями производителя, но: не менее 1 МОм (с подключенными цепями); не менее 10 МОм в цепях управления и питания	х
	для цепей, питаемых непосредственно от измерительных трансформаторов	не менее 2 кВ	х
7.5 Маркировка технических средств СТМ		в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.091 (подраздел 5.1)	х
7.6 Кабельная продукция в составе СТМ	Контрольные кабели и кабели питания	с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение с индексом не ниже нг(А)-LS)	-
	Информационные кабели		-
7.7 Безопасность изолированных корпусов оборудования СТМ от распространения огня		согласно ГОСТ Р 51321.1 (пункт 7.1.4)	х
8.1 Предельные значения нагрева доступных частей СТМ (максимальные нагрев)	Рукоятки, кнопки и т.п., которые удерживаются в руках или которых касаются в течение короткого времени	60 (металл) 70 (стекло) 85 (пластмасса и резина)	х
	Рукоятки, кнопки и т.п., продолжительно	55 (металл) 65 (стекло) 75 (пластмасса и резина)	х

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
	удерживаемые в руках при нормальной работе		
	Внешние поверхности оборудования	70 (металл) 80 (стекло) 95 (пластмасса и резина)	х
	Части внутри оборудования	70 (металл) 80 (стекло) 95 (пластмасса и резина)	х
9.1 Состав мер защиты информации		согласно приложению Б к настоящему Стандарту	х
9.2 Нерегламентированный доступ в/из сетей общего пользования к устройствам СТМ		не допускается	х
10.1 Показатели надежности СТМ	среднее время ремонта	не более 1 часа	х
	безотказность	не менее 4000 часов	х
	полный средний срок службы	не менее 15 лет	х
10.2 Способы обеспечения ремонтпригодности технических средств СТМ на подстанции		замена поврежденного функционального модуля (блока) или типового элемента	х
11.1 Время, прошедшее от момента приема команды телеуправления до момента выдачи управляющего воздействия на исполнительное устройство		не более 1 секунды	-
11.2 Время, прошедшее с момента изменения состояния дискретного входа устройства СТМ до момента начала спорадической передачи информации на вышестоящие уровни управления		не более 5 секунд	х
11.3 Время холодного старта устройств СТМ	контроллеров, измерительных преобразователей, УСО	не более 2 минут	х
12.1 Устойчивость и прочность устройств СТМ к условиям эксплуатации, хранения и транспортировки (допускается размещение устройств СТМ внутри защитной оболочки)		согласно требованиям ГОСТ 15150	х

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
(Вид климатического исполнения должен быть указан в эксплуатационной документации на устройство)			
12.2 Устойчивость и прочность СТМ к воздействию атмосферного давления	при размещении на высоте до 1000 м над уровнем моря	от 84,0 до 106,7 кПа	х
	при размещении на высоте до 3000 м над уровнем моря	от 66,0 до 106,7 кПа	х
12.3 Группа механического исполнения устройств СТМ	размещаемые в шкафах, панелях РЗА без коммутационных аппаратов	Синусоидальная вибрация: Диапазон частот, Гц 0,5 - 100 Максимальная амплитуда ускорения, м·с ⁻² 2,5 (0,25) Степень жесткости 8	х
	размещаемые в отсеках РЗА в комплектных распределительных устройствах с коммутационными аппаратами	Синусоидальная вибрация: Диапазон частот, Гц 0,5 - 100 Максимальная амплитуда ускорения, м·с ⁻² 2,5 (0,25) Степень жесткости 8 Удары одиночного действия: Пиковое ударное ускорение, м·с ⁻² 2 (g) 30 (3) Длительность действия ударного ускорения, мс 2 - 20 Степень жесткости 1	х
13.1 Номинальное напряжение питания (Значения номинального напряжения питания должны быть указаны в эксплуатационной документации на устройство)		230 В переменного тока и/или 220 В постоянного тока	х
13.2 Устойчивость к отклонениям напряжения питания		-20%...+15%	х
13.3 Устойчивость к отклонениям частоты переменного тока		±5 %	х
13.4 Устойчивость к несинусоидальности переменного тока		до 10 %	х
13.5 Устойчивость к пульсациям постоянного тока		до 5 %	х
13.6 Применяемые номинальные значения напряжения постоянного и переменного тока для		230 В, 110 В переменного тока 12 В, 24 В, 110 В, 220 В постоянного тока	х

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
электропитания устройств от источников электроэнергии, входящих в состав СТМ			
14.1 Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты	для технических средств, размещаемых в релейных залах	длительно 10 А/м	х
	для технических средств, размещаемых в ячейках	длительно 30 А/м; кратковременно (1-3 с) 300 А/м	х
14.2 Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю 80 - 3000 МГц		10 В/м	х
14.3 Устойчивость к электростатическим разрядам		контактный разряд ± 6 кВ, воздушный разряд ± 8 кВ	х
14.4 Повторяющиеся колебательные затухающие помехи	порты электропитания переменного и постоянного тока	0,5 кВ (по схеме провод-земля)	х
		1 кВ (по схеме провод-провод)	х
	сигнальные порты	0.5 кВ (полевое соединение по схеме провод-земля)	х
		1 кВ (полевое соединение по схеме провод-провод)	х
		1 кВ (соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи по схеме провод-земля)	х
		2 кВ (соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи по схеме провод-провод)	х
	14.5 Микросекундные импульсные помехи большой энергии (1/50 мкс - 6,4/16 мкс)	порты электропитания переменного и постоянного тока	1 кВ (по схеме провод-земля)
2 кВ (по схеме провод-провод)			х
сигнальные порты		0.5 кВ (локальное соединение по схеме провод-земля)	х
		1 кВ (локальное соединение по схеме провод-провод)	х
		1 кВ (полевое соединение по схеме провод-земля)	х

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
		2 кВ (полевое соединение по схеме провод-провод)	х
		2 кВ (соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи по схеме провод-земля)	х
		4 кВ (соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи по схеме провод-провод)	х
14.6 Наносекундные импульсные помехи	порты электропитания переменного и постоянного тока, функциональные порты	2 кВ	х
	сигнальные порты	1 кВ (локальное соединение)	х
		2 кВ (полевое соединение)	х
		2 кВ (соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи)	х
14.7 Кондуктивные помехи, наведенные радиочастотными электромагнитными полями	порты электропитания переменного и постоянного тока, сигнальные порты, функциональные порты	10 В	х
14.8 Кондуктивные помехи в полосе частот от 0 до 150 кГц	сигнальные порты	30 В (длительные помехи), 300 В (1 с) (полевое соединение, соединение с высоковольтным оборудованием и к линиям связи)	х
14.9 Провалы напряжения по портам электропитания переменного тока		ΔU 30 % (1 период) ΔU 60 % (50 периодов)	х
14.10 Прерывания напряжения по портам электропитания переменного тока		ΔU 50 % (5 периодов) ΔU 100 % (50 периодов)	х
14.11 Провалы напряжения по портам электропитания постоянного тока		ΔU 30 % (1 с) ΔU 60 % (0,1 с)	х
14.12 Прерывания напряжения по портам электропитания постоянного тока		ΔU 100 % (0,5 с)	х
14.13 Пульсации напряжения для		10 % U_n	х

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
портов электропитания постоянного тока			
14.14 Радиопомехи от оборудования. Помехоэмиссия		по нормам для оборудования класса А	х
14.15 Затухающие колебательные магнитные поля	для технических средств, размещаемых в релейных залах	10 А/м	х
	для технических средств, размещаемых в ячейках	30 А/м	х
	для технических средств, размещаемых вблизи КРУЭ	100 А/м	х
14.16 Импульсные магнитные поля от молнии и первичных цепей	для технических средств, размещаемых в релейных залах	100 А/м	х
	для технических средств, размещаемых в ячейках	300 А/м	х
15.1 Техническое обслуживание СТМ		в соответствии с требованиями производителей программно-технических средств СТМ	х
		рекомендуется применение программно-технических средств, требующих технического обслуживания не чаще 1 раза в год	х
15.2 Гарантийный срок (исчисляемый от начала промышленной эксплуатации СТМ)		не менее 36 месяцев	х
16.1 Конструктивное исполнение технических средств		унифицированные конструкции согласно ГОСТ 28601.1, ГОСТ 28601.2, ГОСТ 28601.3, ГОСТ 20504, ГОСТ Р МЭК 60297-3-101, ГОСТ Р МЭК 60917-1, ГОСТ Р МЭК 60917-2,	х

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
		ГОСТ Р МЭК 60917-2-1, ГОСТ Р МЭК 60917-2-2, ГОСТ Р МЭК 60715	
16.2 Используемые питающие напряжения устройств СТМ	для устройств, размещаемых в отсеках вторичного оборудования ячеек распределительного устройства	не более одного номинального значения	x
17.1 Режим работы		непрерывный, без постоянного обслуживающего персонала	x
17.2 Индикация состояния	контроллеры, измерительные преобразователи, УСО, коммутаторы	исправность и/или режим работы, наличие электропитания	x
	контроллеры, УСО	состояние входов/выходов	x
17.3 Контроль технического состояния	контроллеры, коммутаторы	встроенные средства контроля технического состояния с возможностью передачи значений контролируемых параметров на вышестоящие уровни управления	x
17.4 Хранение программ и данных конфигурации		в энергонезависимой памяти	x
17.7 Защита от проникновения твердых предметов и воды	при размещении оборудования в закрытых помещениях	не хуже IP 21	x
	при размещении оборудования вне помещений	не хуже IP 55	x
18.1 Количество обрабатываемых параметров		не менее 1000	x
18.2 Функциональные возможности программного обеспечения, предназначенного для наладки и обслуживания СТМ		локальное и удаленное конфигурирование (параметрирование) СТМ	x
		тестирование и диагностика работы СТМ	x
18.3 Состав эксплуатационной документации на программное обеспечение		спецификация программного обеспечения	x
		текст программы (описание прикладных алгоритмов)	x
19.1 Относительная	действующее значение	не хуже ± 1 %	x

Наименование параметра		Значение параметра	ТП 6-10/0,4 кВ
нормируемая погрешность	фазного тока		
	действующее значение напряжения	не хуже $\pm 0,5 \%$	х
	активная мощность	не хуже $\pm 1,6 \%$	х
	реактивная мощность	не хуже $\pm 1,6 \%$	х
19.2 Класс точности измерительных преобразователей		не хуже 0,5	х
19.3 Межповерочный интервал средств измерений		не менее 8 лет	х

Приложение №2

Характеристики приборов учета электроэнергии.

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
ТРЕБОВАНИЯ К ОСНОВНЫМ ПАРАМЕТРАМ ПУ			
1.	ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ		
1.1	ПУ должны соответствовать требованиям ¹	1. ГОСТ 31818.11-12 «Часть 11. Счётчики электрической энергии». 2. ГОСТ 31819.21-12 «Часть 21. Статические счётчики активной энергии классов точности 1 и 2». 3. ГОСТ 31819.22-12 «Часть 22. Статические счётчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S». 4. ГОСТ 31819.23-12 «Часть 23. Статические счётчики реактивной энергии». 5. ГОСТ Р 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».	Требование ПАО «Россети»
1.2	Свидетельство об утверждении типа средств измерений (СИ) и описание типа СИ	Утверждены как тип средства измерений по перечню измеряемых параметров (согласно п.п.2.1, 2.2, 2.3 раздела «Функциональные требования» и раздела 4 «Требования к метрологическим характеристикам и метрологическому обеспечению» и дополнительным измеряемым параметрам в соответствии с технической документацией)	ст.12 ФЗ №102-ФЗ от 26.06.2008. Требование ПАО «Россети»
1.3	Схема включения ПУ:	3-х фазная 3-х проводная схема включения; 3-х фазная 4-х проводная схема включения	Требование ПАО «Россети»
1.4	Энергонезависимая память	Обязательно	

¹ Для подтверждения соответствия требованиям ГОСТ предъявляются протоколы испытаний в соответствии с приложением 3.1

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающи й документ
1.5	Встроенные часы реального времени	Обязательно	
1.6	Ежесуточное тестирование памяти	Обязательно	
1.7	Визуализация индикации работоспособного состояния	Обязательно	
1.8	Тарифные зоны, не менее	4-е	
2.	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ		
2.1	Перечень измеряемых параметров		
2.1	Измеряемые и рассчитываемые в режиме реального времени параметры	- активная и реактивная электроэнергия в двух направлениях (прием, отдача)	Требование ПАО «Россети»
		- напряжение фазное	
		- ток (пофазно)	
		- активная, реактивная и полная мощность (пофазно и суммарная величина)	
		- коэффициент мощности (пофазно и суммарная величина)	
		- частота сети	
2.2	Измерение основных показателей качества электроэнергии:	- положительное и отрицательное отклонение напряжения	
		- отклонение частоты (с уточнением в части диапазона измерения частоты от 47.5 до 52.5 Гц)	
2.3	Измерение энергии на фиксированных интервалах времени (в том числе запись и хранение результатов измерений):		
2.3	- приращения активной и реактивной электроэнергии (приём, отдача) за 60-ти минутные интервалы времени, глубина хранения, не менее, суток	123 суток	Требование ПАО «Россети»
2.3	- приращения активной и реактивной электроэнергии (приём, отдача), за сутки, глубина хранения, не менее, суток	123 суток	
2.3	- для приборов косвенного включения приращения активной и реактивной электроэнергии (приём, отдача)	– текущий месяц и на начало предыдущих 36 месяцев; – текущий год и предыдущие два года (на начало года);	
2.3	- приращения активной и реактивной электроэнергии (приём, отдача), а также запрограммированных параметров, за прошедший месяц,	3	Требование ПАО «Россети»

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	глубина хранения, не менее, лет		
2.3	- формирование профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом временем интегрирования, в диапазоне, мин	От 1 до 60 мин	Требование ПАО «Россети»
2.4	Длительность сохранения в памяти ПУ информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при отключённом питании не менее, лет	3	Требование ПАО «Россети»
2.5	Наличие энергонезависимых часов и календаря, обеспечивающих:	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.5	- ведение даты и времени;	Обязательно	
2.5	- внешнюю ручную и автоматическую коррекцию (синхронизацию);	Обязательно	
2.5	- возможность автоматического переключения на зимнее/летнее время	Обязательно	
2.6	Ограничение потребления и мощности через внешнее устройство отключения нагрузки:	функция по дистанционному ограничению /отключение (включению) нагрузки посредством внешней команды по интерфейсной связи	Требование ПАО «Россети»
2.7	Наличие Журнала событий с возможностью хранения не менее 100 событий по каждому журналу, фиксирующего время и даты наступления следующих событий:	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.7	- дата и время вскрытия клеммной крышки;	Обязательно	
2.7	- факт связи с ПУ, приведший к изменению данных;	Обязательно	
2.7	- дата и время вскрытия корпуса ПУ (оборудованный датчиком вскрытия (электронной пломбой);	Обязательно	
2.7	- дата последнего перепараметрирования;	Обязательно	
2.7	- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;	Обязательно	
2.7	- отклонение напряжения в измерительных цепях от от номинальных значений прибора;	Обязательно	

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
2.7	- отклонение основных показателей качества электроэнергии, перечисленных в п.2.2;	Обязательно	
2.7	- изменения чередования фаз;	Обязательно	
2.7	- инициализации ПУ, последнего сброса, число сбросов;	Обязательно	
2.7	- пропадание напряжения на присоединении с фиксацией времени пропадания и восстановления	Обязательно	
2.7	- превышение максимальной мощности;	Обязательно	
2.7	- коэффициент несимметрии фазных напряжений	Обязательно	
2.7	- отклонение коэффициента мощности от нормированного значения	Обязательно	
2.7	- получение системных параметров	Обязательно	
2.7	- воздействие сверхнормативного магнитного поля, дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение), вызывающее недопустимое отклонение метрологических характеристик ПУ, визуализация индикации воздействия	Обязательно	
2.7	- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;	Обязательно	
2.7	- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.7	- перерывы питания с фиксацией времени пропадания и восстановления;	Обязательно	
2.7	- результатов самодиагностики: · измерительного блока, · вычислительного блока, · таймера, · блока питания,, · блока памяти (подсчёт контрольной суммы)	Обязательно	
2.7	- температуры внутри корпуса ПУ	Опционально	Требование ПАО «Россети»
2.8	Возможность выступать в качестве	Обязательно	Требование

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК: - при вскрытии клеммной крышки; - воздействии сверхнормативным магнитным полем; - при перепараметрировании - превышении максимальной мощности; - отклонении от нормированного значения уровня напряжения;		ПАО «Россети»
2.9	Контроль чередования фаз	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.1	Обеспечение возможности дистанционного считывания по цифровым интерфейсам измерительной информации с метками времени измерения, удалённого доступа и параметрирования	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.1	Наличие защиты от несанкционированного доступа		
2 . 1 1 . 1 .	к изменению: - данных; - параметров настройки; - журнала событий; - загруженных программ	- на программном уровне – установка паролей, - на аппаратном уровне – электронные пломбы корпуса и клеммной крышки (кроме ПУ в неразъемном или разрушаемом при вскрытии корпусе), аппаратная блокировка опломбирование (голограмма/пломба)	Требование ПАО «Россети»
2.1	Проверка стартового тока (чувствительности)		
2.1	Для ПУ активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S	ПУ должен начать и продолжать регистрировать показания при значениях тока $\geq 0,001 \cdot I_{\text{ном}}$	ГОСТ 31819.22-12 п. 8.3.3
2.1	Для ПУ активной и реактивной энергии класса точности 1,0	ПУ должен начать и продолжать регистрировать показания при значениях тока $\geq 0,002 \cdot I_{\text{ном}}$	ГОСТ 31819.21-12 п. 8.3.3, ГОСТ 31819.23-12 п. 8.3.3
3.	ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ		
3.1	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$: - трёхфазный ПУ (включение только через измерительные трансформаторы), В	3×230/400 3×57,7/100	Требование ПАО «Россети»

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	- трёхфазный ПУ (включение через трансформаторы напряжения), В		
3.2	Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ – трёхфазный ПУ (включение через трансформатор тока), А	1; 5	Требование ПАО «Россети»
3.3	Максимальный ток $I_{\text{макс}}$: -трёхфазный ПУ трансформаторного включения, А	1,2; 1,5; 2,0; 6,0, 7,5, 10	Требование ПАО «Россети»; ГОСТ 31818.11-12 п.4.2.1
3.4	Номинальная частота сети, Гц	50	ГОСТ 31818.11-12 п.4.3
3.5	Потребляемая мощность по цепям напряжения: - трёхфазный ПУ (без учёта мощности устройств связи), не более	6 Вт и 30 В·А	Требование ПАО «Россети»
3.6	Потребляемая мощность по цепям тока: - трёхфазный ПУ, не более, В·А	0,9	
3.7	Скорость обмена информации при связи ПУ по цифровым интерфейсам:		
3.7	RS-485, не менее, бит (бод)	9600	Требование ПАО «Россети»
3.8	Постоянная ПУ по измерительным числоимпульсным интерфейсам, имп./кВт·ч, имп./квар·ч	Связь между количеством импульсов, формируемых на испытательном выходе, и показанием на дисплее должна соответствовать маркировке на щитке.	ГОСТ 31819.21-12 п. 8.4, ГОСТ 31819.22-12 п. 8.4, ГОСТ 31819.23-12 п. 8.4
3.9	Испытания на воздействие климатических условий окружающей среды:	- испытание на сухое тепло; - испытание на холод; - циклическое испытание на влажное тепло;	ГОСТ 31818.11-12 п. 6.3
3.1	Контроль электрической прочности изоляции импульсным напряжением	Наличие документа о проведении испытаний	ГОСТ 31819.21-12 п. 7.3, ГОСТ 31819.22-12 п. 7.3 ГОСТ 31819.23-12 п. 7.3
3.1	Контроль электрической прочности изоляции напряжением переменного тока	Наличие документа о проведении испытаний	ГОСТ 31819.21-12 п. 7.4, ГОСТ 31819.22-12 п. 7.4 ГОСТ 31819.23-12 п. 7.4

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
3.1	Контроль устойчивости к воздействию нагрева и огня	Наличие документа о проведении испытания	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.8
3.1	Контроль материала зажимной платы	Наличие документа о проведении испытания	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.4
3.1	Средняя наработка на отказ не менее, часов	100 000	СТО 34.01-5.1-002-2014 п. 2.6.1
3.1	Требуемый срок службы встроенной батареи составляет не менее, лет	16	
3.1	Срок службы, лет, не менее	20	СТО 34.01-5.1-002-2014
3.1	Гарантийный срок службы, не менее, лет	5	
3.1	Маркировка ПУ должна соответствовать ГОСТ 25372 и ГОСТ 31818.11-12	Обязательно	ГОСТ 25372 п. 6 ГОСТ 31818.11-12 п. 5.10; 5.12
3.1	Указание в паспорте ПУ токов собственного потребления	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
4.	ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ		
4.1	Класс точности, по активной/реактивной электроэнергии:		
4.1	- для линий и присоединений 110 кВ и выше	Не хуже 0,2S	Требование ПАО «Россети»
4.1	- для линий и присоединений 0,4-35 кВ на объектах сетевых предприятий и потребителей, не хуже	0,2S/0,5 (1,0); 0,5S/1,0	СТО 34.01-5.1-002-2014; ГОСТ 31819.21-12 п.8.1; ГОСТ 31819.22-12 п. 8.1; ГОСТ 31819.23-12 п. 8.1.
4.2	Пределы погрешности, вызываемой изменением тока с симметричными нагрузками		
4.2	Для ПУ реактивной энергии класса точности 1,0: Трансформаторного включения: $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$\pm 1,5 \%$ $\pm 1,0 \%$	ГОСТ 31819.23-12 п.8.1
4.2	Для с ПУ активной энергии класса точности 0,2S: $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$\pm 0,4 \%$ $\pm 0,2 \%$	ГОСТ 31819.22-12 п.8.1
4.2	Для ПУ активной энергии класса точности 0,5S: $0,02 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	$\pm 1,0 \%$ $\pm 0,5 \%$	ГОСТ 31819.22-12 п.8.1
4.3	Пределы погрешности, вызываемой другими влияющими величинами		

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
4.3	Для ПУ активной энергии класса точности 0,2S, 0,5S (0,5)	Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 (8.2), не должна превышать пределов для соответствующего класса точности, установленных в таблице 6 ГОСТ 31819.22-2012 (ГОСТ 31819.11-2012)	ГОСТ 31819.22-12 (ГОСТ 31819.11-2012)
4.3	Для ПУ реактивной энергии класса точности 1,0	Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5, не должна превышать пределов для класса точности 1,0, установленных в табл.8. п.8.2 ГОСТ 31819.23-12	ГОСТ 31819.23-12 п.8.2
4.4	Пределы погрешностей измерения качества электроэнергии: - положительное и отрицательное отклонение напряжения	СИ должны быть не хуже класса S	ГОСТ 30804.4.30 Требование ПАО «Россети»
4.5	ПУ должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
4.6	Межповерочный интервал, не менее, лет	12	Требование ПАО «Россети»
4.7	Точность хода встроенных энергонезависимых часов в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60°C в рабочем положении (с возможностью внешней синхронизации) должна соответствовать требованиям	± 5,0 с в сутки	Требование ПАО «Россети»
5.	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ, КЛИМАТИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ И КОМПЛЕКТНОСТИ ПОСТАВКИ		
5.1	Конструкция элементов ПУ должна предусматривать установку пломб сетевой организацией	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.2	Должно быть предусмотрено одно или несколько окон в корпусе ПУ для отображения информации на дисплее, изготовленных из прозрачного материала, удаление которых невозможно без их повреждения и/или без нарушения целостности пломб, а так же допускается применение ПУ,	Обязательно	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.3

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	оборудованных удалённым (выносным) дисплеем для отображения информации		
5.3	Прозрачная клеммная крышка	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.4	Информация, выводимая на дисплее ПУ, должна отображаться на русском языке	Обязательно (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее ПУ и общепринятые обозначения физических величин)	Требование ПАО «Россети»
5.5	Резервное питание ПУ, любое в диапазоне напряжений, В	от 9 до 230	Требование ПАО «Россети»
5.6	Наличие цифровых интерфейсов:		
5.6	- для косвенного включения - RS-485 и Ethernet	Обязательно с возможностью обмена информацией по двум портам одновременно	Требование ПАО «Россети»
5.6	- для полукосвенного включения RS-485	Обязательно	
5.6	RS-232, радио-интерфейсы, CAN, GPRS	Опционально	
5.7	Наличие числоимпульсных измерительных интерфейсов (выходов) для поверки ПУ	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.8	Наличие оптического порта	Обязательно	
5.9	Наличие двух дискретных входов напряжением 24 В	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.1	Наличие двух дискретных выходов напряжением 24 В	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.1	Протоколы обмена данными по всем цифровым интерфейсам должны соответствовать стандарту IEC 62056 (DLMS / COSEM), спецификация ПАО «Россети» СПОДЭС	Обязательно	СТО 34.01-5.1-006-2017
5.1	Обеспечение возможности дистанционного считывания по цифровым интерфейсам измерительной информации с метками времени измерения, удалённого доступа и параметрирования	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.1	Климатические условия применения ПУ (диапазоны температур):		
5.1	Температурный диапазон функционирования в соответствии с заявленными техническими	от минус 40 до плюс 70	Требование ПАО «Россети»

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	характеристиками в интервале, °С:		
5.1	Защита ПУ от проникновения пыли и воды:	для ПУ, применяемых внутри помещений - IP51	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.9; ГОСТ 14254-2015 раздел 4-6.
5.1	Комплект поставки ПУ	<p>- ПУ;</p> <p>- комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр));</p> <p>- методика поверки на партию ПУ (или в качестве подраздела в составе ЭД);</p> <p>- действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте (паспорте-формуляре));</p> <p>- сервисное ПО (версия ПО согласно описанию типа средства измерений на ПУ), транспортная тара</p>	Требование ПАО «Россети» ГОСТ 2.601
6.	Требования безопасности	<p>1. По степени защиты от поражения электрическим током приборы должны соответствовать классу защиты не ниже II по ГОСТ 12.2.007.0-75.</p> <p>2. По безопасности приборы должны соответствовать требованиям ГОСТ 22261, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ 12.2.091-2012.</p> <p>3. Соответствие «Правилам устройства электроустановок» и «Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок».</p>	ГОСТ 22261-94, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 12.2.007.0-75
7.	Требование к программной и аппаратной совместимости		
7 . 2 .	Наличие в технической документации на устройство (паспорте или РЭ) информации о совместимости приборов учета с ПО ИВК «Пирамида-сети» (или с УСПД, совместимым с ПО ИВК «Пирамида-сети»)	Обязательно	Требование ПАО «Россети» СТО 56947007-29.200.15.209-2015 п. 6.1.7
7 .	Наличие ПУ в свидетельстве об описании типа средств измерений в	Обязательно	ГОСТ Р 8.596-2002

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающи й документ
3	виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в монтажной и/или эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы		Требование ПАО «Россети»
8.	Сертификат соответствия средств связи	Обязательное наличие на встраиваемые модули связи сертификатов о соответствии средств связи Министерства информационных технологий и связи Российской Федерации по вопросам применения средств связи (для работы в публичных сетях связи)	Требование ПАО «Россети»
9.	Требования к радио интерфейсу со встроенной антенной (при наличии):		
9.1	Рабочая полоса частот, МГц	Любая в не лицензируемом диапазоне	Требование ПАО «Россети»
9.2	Установка и поддержание обмена данными на скорости, не менее, бит/с	1 200	
9.3	Наличие защиты от несанкционированного доступа к ПУ через радио интерфейс	Обязательно (на программном уровне путём установки пароля)	
9.4	Срок службы, не менее, лет	20	
10.	Требования к радио интерфейсу с разъёмом под внешнюю антенну (при наличии):		
10.	Рабочая полоса частот	Любая в не лицензируемом диапазоне	Требование ПАО «Россети»
10.	Установка и поддержание обмена данными на скорости, не менее, бит/с	1 200	
10.	Наличие защиты от несанкционированного доступа к ПУ через радио интерфейс	Обязательно (на программном уровне путём установки пароля)	
10.	Наличие выходного соединителя (вилки) для подключения внешней антенны	Обязательно	
10.	Срок службы, не менее, лет	20	
11.	Требования к заводу-изготовителю		
11.	Наличие системы входного и промежуточного контроля качества	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
11.	Наличие выходного контроля качества готовой продукции	Обязательно	
11.	Сертификат системы управления и	Обязательно	

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	качества ISO 9001		
11.	Наличие участка метрологии (приказ о создании МС с указанием подразделения, на которое возлагается функция МС; аттестат аккредитации МС на право выполнения работ по поверке с соответствующей областью аккредитации) или копия действующего договора с организацией, аккредитованной в установленном порядке на право выполнения работ по поверке СИ (копия аттестата аккредитации с соответствующей областью аккредитации)	Обязательно	

№ п / п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
11.	Система подготовки персонала	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
11.	Наличие приспособленных и оснащенных техническими средствами помещений для изготовления, наладки и хранения готовой продукции и запасных частей.	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
12.	Требования к сервисным центрам		
12.	Наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта	1) разрешительная документация на техническое обслуживание электротехнического оборудования. 2) перечень и копии выполняемых договоров сервисного обслуживания. 3) отзывы о проделанной ранее сервисным центром работе (референц-лист). 4) перечень используемых приборов, с подтверждением их метрологической аттестации. 5) свидетельства и сертификаты о прохождении обучения персонала, подтверждающие право гарантийного обслуживания от имени завода-изготовителя. 6) сертификаты, паспорт и иные документы, подтверждающие качество имеющихся в наличии запасных частей. 7) договор с организацией, осуществляющей сервисное обслуживание (с 01.01.2020)	Требование ПАО «Россети»
12.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов		
12.	Наличие аттестованных производителем специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта		
12.	Наличие достаточного для обеспечения своевременного(не более 5 суток) ремонта всего спектра поставляемого оборудования аварийного резерва запчастей.		
12.	Обязательные консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закреплённого региона.		
12.	Оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов.		
12.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 15 лет с даты окончания Гарантийного срока.		
12.	Срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора на их покупку, не более одного месяца.		

Основные технические характеристики уровня ИВКЭ.

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
1.	ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЁЖНОСТИ			
1.1.	УСПД должно иметь функцию самовосстановления и обеспечивать непрерывный режим работы	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.15.1	
1.2.	Наработка на отказ, ч, не менее	90 000	Требование ПАО «Россети»	
1.3.	Среднее время восстановления работоспособности, не более, ч	24	Требование ПАО «Россети»	
1.4.	Среднее время восстановления работоспособности, не более, ч	1	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
1.5.	Коэффициент готовности	0,99	Требование ПАО «Россети»	
1.6.	Проведение автоматической самодиагностики, не реже, раз в сутки	1	Требование ПАО «Россети»	
1.7.	Средний срок службы, лет, не менее	15	Требование ПАО «Россети»	
1.8.	Гарантийный срок эксплуатации со дня ввода в эксплуатацию должен составлять не менее, лет	5	Требование ПАО «Россети»	
1.9.	Требования к питанию			
1.9.1	- автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно (при наличии резервного источника питания)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
1.9.2	- напряжение питания, В	220 (110) ± 20 %	Требование ПАО «Россети»	Для ОРЭ
		220 (110) ± 20 % или	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
		10 – 48	«Россети»	
1.9.3	- потребляемая мощность с полным набором модулей, Вт, не более	100	Требование ПАО «Россети»	
2.	ТРЕБОВАНИЯ ПО ЗАЩИЩЕННОСТИ			
2.1.	Наличие защиты от несанкционированного доступа (данных, параметров настройки, загруженных программ)			
2.1.1	В аппаратной части (доступ к разъемам, функциональным модулям и т.д.) – механическое пломбирование или маркирование	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ
2.1.2	В программно-информационном обеспечении			
2.1.2	- установка паролей при параметрировании	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
2.1.2	- разграничение полномочий пользователей различных уровней	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
2.1.2	- использование ЭЦП - при передаче результатов измерений	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
2.1.2	- возможность кодирования передаваемых данных	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
2.1.2	- безопасность хранения данных и программного обеспечения как в публичных сетях, так и в закрытых сетях связи, в том числе с использованием защищенного канала VPN с шифрованием	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
2.1.2	- исключение возможности корректировки данных по протоколу	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.16.3	
2.1.2	- защита от закливания ("watchdog")	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.17.4	
3.	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ			
3.1.	Обеспечение прямого доступа к приборам	Обязательно	Методические рекомендации	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	учёта со стороны ИВК к ИИК в режиме «прозрачного канала» (в том числе для удалённого изменения конфигурации приборов учёта) без перекоммутации интерфейсных кабелей		Минэнерго России, п.7.1	
3.2.	Синхронизация времени как самого устройства, так и в подключаемых ПУ	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.6, 9.7	
3.3.	Наличие энергонезависимых часов	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.4.	Обеспечение исполнения команды на отключение (включение) потребителей	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.3	для РРЭ
3.5.	Обеспечение исполнения команды ограничения предельной мощности нагрузки потребителей	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.3	для РРЭ
3.6.	Сбор информации о состоянии средств ² и объектов ³ измерений, а также о результатах измерений	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.2	
3.7.	Сбор информации от приборов учёта по основным и резервируемым цифровым интерфейсам	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.8.	Режимы обмена информацией			
3.8.1	- по регламенту (по меткам времени)	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.14.1	
3.8.2	- спорадически	Обязательно		
3.8.3	- по запросу	Обязательно		

² Под состоянием средства измерения понимаются следующие параметры: вкл./выкл. ПУ; состояние реле нагрузки; событие воздействия магнитным полем; событие срабатывания электронной пломбы; состояние дискретных входов; результат самодиагностики; иные события.

³ Под состоянием объекта измерения (сетевая подстанция, вводное распределительное устройство, на которых организуется учёт электроэнергии) понимаются данные, полученные по каналам телесигнализации и телеизмерения.

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
			рекомендации Минэнерго России, п.14.1	
3.9.	Автоматический сбор показаний ПУ о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учёта (для оптового рынка – 30 мин, для розничного рынка – 60 мин), не реже	1 раз/сутки	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.2	
3.10.	Снятие показаний со всех контролируемых ИИК на единый момент времени	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.2	
3.10.	Двухнаправленный обмен информацией между ИВКЭ и ИИК, ИВК, обеспечивающий передачу данных, диагностической информации и т.п.	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.2	
3.10.	Поддержка протокола стандарта МЭК 62056 (DLMS / COSEM), спецификация СПОДЭС с ПУ	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.10.	Поддержка двухстороннего информационного обмена с использованием стандартных открытых протоколов	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.13.10	
3.10.	Обеспечение автоматического поиска ПУ и включение в схему опроса (с соответствующим модемом)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
3.11.	Обеспечение представления результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в АРМ ИВК, в том числе по Web-интерфейсу	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.12.	Наличие встроенного Web-сервера	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для ОРЭ
3.13.	Передача данных всем заинтересованным (смежным) субъектам в формате XML (макеты 80020, 80030, 80040, 80050).	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
3.14.	Наличие возможности передачи данных в различные комплексы программно-технических средств, для их дальнейшей обработки и хранения, интеграция с АСУ ТП:	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.14.	- состояний средств и объектов измерения	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
3.14.	- результатов измерения	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
3.14.	- обобщенных сигналов неисправности технических средств	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.14.	- поддержка протокола МЭК 60870-5-104	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ
3.14.	- сбор и передача данных телесигнализации и телеизмерений	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ
3.14.	- исполнение команд телеуправления в том числе и через внешний дополнительный модуль	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ
3.14.	- управление коммутационным аппаратом в том числе и через внешний дополнительный модуль	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ
3.15.	Проведение коррекции времени			
3.15.	- ИИК	Обязательно	Методические	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
3.15.	- ИВКЭ		рекомендации Минэнерго России, п.7.6	
3.16.	Представление результатов измерений смежным субъектам розничных рынков электрической энергии	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	Для УСПД с функциями ИВК
3.17.	Формирование учётных показателей			
3.17.	Учёт потерь электроэнергии от точки измерений до точки учёта	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
3.17.	Расчёт учётных показателей (агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений)	Обязательно	Требование ПАО «Россети». Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	Для УСПД с функциями ИВК
3.17.	Формирование балансов электрической энергии на заданный период по всем балансовым группам	Обязательно	Требование ПАО «Россети» Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	Для УСПД с функциями ИВК
3.18.	Обеспечение хранения информации (глубина хранения):	Обязательно	Требование ПАО «Россети» Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.3	
3.18.	- суточные данные о часовых приращениях электроэнергии, состояний объектов и средств измерений, не менее	90 суток, не менее чем с 1000 ПУ	Требование ПАО «Россети»	
		3,5 года	Требование ПАО «Россети»; Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	Для УСПД с функциями ИВК

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
3.18.	- электропотребление ⁴ за месяц по каждому каналу и по группам, не менее	35 суток не менее чем с 1000 ПУ	Требование ПАО «Россети». Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	
		3,5 года	Требование ПАО «Россети» Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	Для УСПД с функциями ИВК
3.18.	- результаты измерения при отсутствии питания, не менее	3,5 года	Требование ПАО «Россети»	
3.19.	Поддерживаемые ПУ, их количество и протоколы обмена должны быть указаны в ЭД	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.20.	Наличие возможности подключения внешнего источника сигналов точного времени (возможность подключения устройств GPS/ГЛОНАСС)	Обязательно	Требование ПАО «Россети» Методические рекомендации Минэнерго России, п.9.7	
3.21.	Наличии индикации у УСПД, сообщающий о состоянии УСПД (в работе, на связи, индикации наличия данных)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.	Ведение Журнала событий с регистрацией времени и даты следующих фактов:			
3.22.	- наличие факта параметрирования	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.	- ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ
3.22.	- ввод/изменение групп	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ

⁴ Под энергопотреблением понимается профиль параметров в соответствии с протоколом СПОДЭС (спецификация обмена данными электронных ПУ), включающий в себя следующую информацию: метка времени; потарифные показания от начала работы (число записей зависит от количества тарифов); импорт активной энергии от начала работы; экспорт активной энергии от начала работы; реактивная энергия, импорт от начала работы; реактивная энергия, экспорт от начала работы; статус некачественной энергии; время работы ПУ.

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	измерительных каналов		«Россети»	
3.22.	- наличие факта пропадания напряжения питания (основного, резервного)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ
3.22.	- связей с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.	- наличие факта коррекции времени в ПУ	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.	- попытки несанкционированного доступа	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ
3.22.	- перезапуска (при пропадании напряжения, заикливания и т.п.)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.	- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.	- результатов самодиагностики	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.	- отключения питания	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ
3.22.	- факты корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
4.	ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ			
4.1.	Абсолютная среднесуточная погрешность хода часов за сутки без внешней синхронизации, с	$\pm 3,0$	Требование ПАО «Россети». Методические рекомендации Минэнерго России, п.9.1.	
4.2.	Наличие действующего свидетельства об утверждении типа СИ	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
4.3.	Наличие первичной поверки	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
4.4.	Межповерочный интервал, не менее, лет	10	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
		5	СТО 56947007-29.200.15.209-2015, табл. 6.13.1 (п.3)	Для ОРЭ
5.	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ			
5.1.	Степень защиты оболочек устройства по ГОСТ 14254, в том числе при установке в шкафу, не ниже	IP 51	Требование ПАО «Россети»	
5.2.	Выполнение в едином корпусе (с возможностью расширения внешними модулями)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.3.	Одностороннее обслуживание	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.4.	Охлаждение естественной конвекцией	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.5.	Выполнение корпуса в промышленном исполнении	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.5	при размещении в электроустановках
5.6.	Наличие встроенного дисплея или возможности подключения внешнего дисплея	Рекомендуется	Требование ПАО «Россети»	
5.7.	Наличие интерфейса RS-485, не менее двух портов с минимальной скоростью передачи, бит / с по RS-485, не менее	9 600	Требование ПАО «Россети»	
5.8.	Наличие интерфейсов Ethernet, не менее двух портов	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.9.	Наличие дополнительных интерфейсов для получения данных от уровня ИИК, не менее одного, (Ethernet, PLC, RF, GPRS и др.)	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.13.5	
5.10.	Наличие интерфейса для передачи данных на уровень ИБК, не менее	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	одного (встроенный GSM/GPRS-модем, RS-485 или RS-232 для подключения внешнего GSM/GPRS-модема)			
5.11.	Промышленное исполнение, предназначено для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.12.	Наличие не менее трех дискретных портов напряжением 24 В, на которые могут подключаются датчики телесигнализации	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.13.	Возможность установки шкафа УСПД на опоре ЛЭП	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.14.	Возможность выноса антенн связи на первую опору	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.15.	На шкаф УСПД должны быть нанесены лазерным принтом, шрифтом Arial размером не менее 30 мм или иным способом, устойчивым к атмосферным воздействиям в течение срока эксплуатации логотипа «Россети» и логотипа сетевой компании.	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
6.	ТРЕБОВАНИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ			
6.1.	Соответствие	Обязательно	Требование ПАО	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	требованиям безопасности по ГОСТ IEC 60950-1-2014		«Россети» ГОСТ IEC 60950-1-2014	
6.2.	Требования по пожарной безопасности	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	при размещении в электроустановках, либо обязательна установка в шкафу
6.2.1	Применение материалов, не поддерживающих горение, и исключение использования легковоспламеняющихся материалов	Обязательно	ГОСТ 12.1.004-91	
6.2.2	Испытания на пожароопасность нагретой проволокой	Обязательно	ГОСТ 27483-87	
6.2.3	Испытания на пожароопасность горелкой с игольчатым пламенем	Обязательно	ГОСТ 27484-87	
6.2.4	Испытания на пожароопасность на плохой контакт	Обязательно	ГОСТ 27924-88	
7.	ТРЕБОВАНИЯ В ЧАСТИ УСТОЙЧИВОСТИ К ВНЕШНИМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ			
7.1.	Климатическое исполнении в соответствии с гр.5 по ГОСТ 22261-94	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
7.1.1	Нижнее рабочее значение температуры воздуха:	-30 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4	
7.1.2	Верхнее рабочее значение температуры воздуха	+50 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4	
7.1.3	Относительная влажность воздуха	90 % при 30 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4	
7.2.	Климатическое исполнения в соответствии с группой 4 по ГОСТ 22261-94	Допускается	Методические рекомендации Минэнерго России. П.18.3	При размещении в отапливаемом помещении
7.2.1	Нижнее рабочее значение температуры воздуха:	-10 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4.	
7.2.2	Верхнее рабочее значение температуры воздуха	+40 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4.	
7.2.3	Относительная влажность воздуха	90 % при 30 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4.	
7.3.	Группа механического	М38	ГОСТ 30631-99,	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	исполнения		табл. 1	
7.3.1	Вибрация: - диапазон частот, Гц - максимальная амплитуда, мм - максимальное ускорение, м/с ²	 0,1-100 1 5	 ГОСТ 30631-99, табл. 1	
7.3.2	Механические удары: - число ударов в минуту, шт. - максимальное ускорение, м/с ² - длительность импульса, мс - общее число ударов	 10-50 100 16 1000	 ГОСТ 22261-94 п.4.4, табл.4	
7.4.	Предельные условия транспортирования по ГОСТ 15150 условия хранения 5 группа	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
7.4.1	Нижнее предельное значение температуры	-50 °С	ГОСТ 22261-94, табл.5	
7.4.2	Верхнее предельное значение температуры	+70 °С	ГОСТ 22261-94, табл.5	
7.4.3	Атмосферное давление, кПа	84-106,7	ГОСТ 15150, п.3.7	
8.	ТРЕБОВАНИЯ В ЧАСТИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ (требуемый критерий качества функционирования – А, подтверждаются протоколами испытаний) ГОСТ Р 51317.6.5-2006			
8.1.	Все порты питания			
8.1.1	Напряжения и токи промышленной частоты при КЗ на землю. Испытания электрической прочности изоляции (напряжение в установившемся режиме) и импульсным напряжением	2000 В переменного тока	ГОСТ 30328-95	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
8.2.	Порт корпуса:			
8.2.1	Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты: - напряженность непрерывного МППЧ - напряженность кратковременного МППЧ	СЖ5 100 А/м (длительно) СЖ5 1000 А/м (кратковременно)	ГОСТ Р 50648-94; СТО 56947007- 29.240.044-2010	
8.2.2	Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты	СЖ* 400 А/м	Методические рекомендации Минэнерго России. П.18.3	
8.2.3	Устойчивость к излучаемым радиочастотным электромагнитным полям	СЖ3 10 В/м	ГОСТ 30804.4.30- 2013 СТО 56947007- 29.240.044-2010 Методические рекомендации Минэнерго России. П.18.4	
8.2.4	Устойчивость к разрядам статического электричества - контактный разряд - воздушный разряд	СЖ3 ± 6 кВ ± 8 кВ	ГОСТ 30804.4.2- 2013 СТО 56947007- 29.240.044-2010	
8.2.5	Устойчивость к импульсному магнитному полю	СЖ4 300 А/м	ГОСТ Р 50649-94; СТО 56947007- 29.240.044-2010	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
8.3.	Сигнальные порты:			
8.3.1	Устойчивость к колебательным затухающим помехам (КЗП) <u>Локальное, полевое соединение:</u> Амплитуда повторяющихся КЗП - по схеме «провод- провод» - по схеме «провод- земля» Амплитуда однократных КЗП - по схеме «провод- провод» - по схеме «провод- земля»	СЖ2 0,5 кВ СЖ2 1 кВ СЖ3 1 кВ СЖ3 2 кВ	ГОСТ 51317.4.12- 99 СТО 56947007- 29.240.044-2010	
8.3.2	Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии: <u>Локальное соединение:</u> - по схеме «провод - провод» - по схеме «провод - земля» <u>Полевое соединение:</u> - по схеме «провод - провод» - по схеме «провод - земля»	СЖ1 0,5 кВ СЖ2 1 кВ СЖ2 1 кВ СЖ3 2 кВ	ГОСТ 51317.4.5- 99 СТО 56947007- 29.240.044-2010	
8.3.3	Устойчивость к наносекундным импульсным помехам Локальное соединение: Полевое соединение:	СЖ3 1 кВ СЖ4 2 кВ	ГОСТ 30804.4.4- 2007 СТО 56947007- 29.240.044-2010	
8.3.4	Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	СЖ3 10 В	ГОСТ 51317.4.6- 99 СТО 56947007- 29.240.044-2010	
8.4.	Порт питания постоянным током			
8.4.1	- провалы напряжения - прерывания напряжения	30 % (1 с) 60 % (0,1 с) 100 % (0,5 с)	МЭК 61000-4-29, ГОСТ Р 51317.6.5, СТО 56947007-	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
			29.240.044-2010	
8.4.2	Устойчивость к пульсациям напряжения постоянного тока	СЖ3 10%	ГОСТ 51317.4.17-2000 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.4.3	Устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 0 до 150 кГц (напряжение промышленной частоты)	СЖ4 30 В (длительно) 100 В (1 с)	ГОСТ 51317.4.16-2000 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.4.4	Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии -по схеме «провод-земля» -по схеме «провод-провод»	СЖ3 2 кВ СЖ2 1 кВ	ГОСТ Р 51317.4.5-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.4.5	Устойчивость к наносекундным импульсным помехам (от электромеханических устройств в системах электропитания постоянного и переменного тока)	СЖ4 4 кВ	ГОСТ 30804.4.4-2013 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.4.6	Устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	СЖ3 10 В	ГОСТ Р 51317.4.6-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.4.7	Устойчивость к колебательным затухающим помехам Амплитуда повторяющихся КЗП: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля» Амплитуда однократных КЗП: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	СЖ3, 1 кВ СЖ3 2,5 кВ СЖ4 2 кВ СЖ4 4 кВ	ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12) СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.	Порт питания переменным током			
8.5.1	- прерывания	100 %	ГОСТ 51317.4.11-	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	напряжения - провалы напряжения	(5 периодов) 30 % (50 периодов) 60 % (1 период)	2007 (МЭК 61000-4-11) СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.2	Питание переменным током Устойчивость к гармоникам и интергармоникам, к сигналам систем телеуправления и сигнализации в напряжении сети переменного тока. Устойчивость к колебаниям напряжения. Устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания.	В соответствии с рекомендациями МУ, табл. Б.1. Виды испытаний на помехоустойчивость и помехоэмиссию вторичного оборудования и рекомендуемые степени жесткости СТО 56947007-29.240.044-2010 и требований ГОСТ Р 51317.4.1-2000, ГОСТ Р 51317.4.14-2000, ГОСТ 30804.4.11-2013	ГОСТ Р 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000) ГОСТ Р 51317.4.14-2000 (МЭК 61000-4-14-2000). ГОСТ 30804.4.11-2013 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.3	Устойчивость к изменениям частоты питания в сети переменного тока	СЖ3 ($\Delta f/f_1$) +4,-6%, t_p - 10с	ГОСТ Р 51317.4.28-2000 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.4	Устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц.	СЖ3 10 В	ГОСТ Р 51317.4.6-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.5	Устойчивость к колебательным затухающим помехам Амплитуда повторяющихся КЗП: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля» Амплитуда однократных КЗП: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	СЖ3 1 кВ СЖ3 2,5 кВ СЖ4 2 кВ СЖ4 4 кВ	ГОСТ Р 51317.4.12-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.6	Устойчивость к	СЖ4 4 кВ	ГОСТ 30804.4.4-	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	наносекундным импульсным помехам		2013 СТО 56947007- 29.240.044-2010	
8.5.7	Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии (от токов молнии): - по схеме «провод- провод» - по схеме «провод- земля»	СЖЗ 2 кВ СЖ4 4 кВ	ГОСТ Р 51317.4.5-99 СТО 56947007- 29.240.044-2010	
8.6.	Помехоэмиссия Радиопомехи от оборудования.	Класс Б в соответствии с ГОСТ Р 30805.22- 2013 ГОСТ Р 51318.11-2006 (СИСПР 11-97)	ГОСТ 30805.22- 2013 ГОСТ Р 51318.11- 2006 (СИСПР 11-97)	
8.7.	Помехоэмиссия Радиопомехи от оборудования.	Класс А	Методические рекомендации Минэнерго России. п.7.2	При установке вне ПС
9.	Язык поставляемой ЭД, человеко-машинного интерфейса, в том числе и сервисного ПО, надписи на оборудовании	русский	Действующая методика ПАО «Россети» проведения аттестации оборудования, материалов и систем в электросетевом комплексе	
10.	Комплект поставки: - УСПД; - комплект ЭД (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр); - методика поверки (допускается в качестве подраздела в составе ЭД); - действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте); - сервисное ПО (версия	Обязательно	Требование ПАО «Россети» ГОСТ 2.601	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	ПО согласно описанию типа); - транспортная тара			
11.	Маркировка	Изделие должно иметь маркировку	ГОСТ 30668; ГОСТ 12.2.091	
12.	Упаковка должна обеспечивать защиту изделия от климатических и механических повреждений при погрузочно- разгрузочных работах, хранении и транспортировании	Обязательно	ГОСТ 15150	
13.	Наличие в технической документации на устройство (РЭ) информации о совместимости УСПД с ПО ИВК «Пирамида- сети»	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
14.	Наличие свидетельства о включении производителем устройства в состав описания типа законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в монтажной и/или ЭД, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
15.	ТРЕБОВАНИЯ К ЗАВОДУ- ИЗГОТОВИТЕЛЮ			
15.1.	Требования к заводу- изготовителю в соответствии с Приложением 1	-	Требование ПАО «Россети»	
16.	ТРЕБОВАНИЯ К СЕРВИСНЫМ ЦЕНТРАМ			

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
16.1.	Требования к сервисным центрам в соответствии с Приложением 2	-	Требование ПАО «Россети»	

Приложение №4

Перечень ТП 10/04 кВ Курского РЭС

№	РЭС	Наименование	Тип
1	Курский РЭС	КТП-403.23-11/100 КГПИ	КТП
2	Курский РЭС	КТП-403.23-7/250 с/о "Росинка"	КТП
3	Курский РЭС	КТП-403.23-1/100 с/о "Красная звезда"	КТП
4	Курский РЭС	КТП 10/0,4 кВ №643/400 кВА 403.23	КТП
5	Курский РЭС	СКТП № 695 (160кВА) 403.23 Сапогово	КТП
6	Курский РЭС	СТП - 716 (63кВА) 403.23	СТП
7	Курский РЭС	КТП-403.23-2/63 с/о "Красная звезда"	КТП
8	Курский РЭС	КТП-403.23-8/100 д.Шуклинка	КТП
9	Курский РЭС	КТП-403.23-10/400 Профилрий	КТП
10	Курский РЭС	КТП-630 (403.23-9/160)Скит Серафима	КТП
11	Курский РЭС	КТП-403.23-14/250 с/о "Зеленая роща"	КТП
12	Курский РЭС	КТП-403.23-15/25 TELE2	КТП
13	Курский РЭС	КТП-403.23-12/100 с/о "Лесок"	КТП
14	Курский РЭС	КТП-403.23-13/100 с/о "Зеленая роща"	КТП
15	Курский РЭС	КТП-403.23-3/100 д.Шуклинка	КТП
16	Курский РЭС	КТП-412.01-1/40 2-х ф.Катодная защита	КТП
17	Курский РЭС	КТП-412.01-2/2х400 (пром.предпр)	КТП
18	Курский РЭС	ТП-558 Амирян д.Цветово	КТП
19	Курский РЭС	СТП- 10 кВ №793 (63кВА) 412.01 1 Цветово	СТП
20	Курский РЭС	КТП-576 (412.01-7/63 ул.Юности)	КТП
21	Курский РЭС	КТП-412.01-8/100 ип Аргунов	КТП
22	Курский РЭС	КТП-573 (412.01-4/100 ул.Луговая)	КТП
23	Курский РЭС	ЗТП-412.01-3/2х250 Интернат	ЗТП
24	Курский РЭС	КТП-575 (412.01 -6/400 Правление скваж.)	КТП
25	Курский РЭС	СКТП № 703 (250кВа) 412.6 ул.Экспедицио	КТП
26	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №787(63кВА) 412.01 Ворошнево	СТП
27	Курский РЭС	КТП-574 (412.01-5/100 Жил.дома)	КТП
28	Курский РЭС	СТП 676 ф.412.01 снт "Знание" 63кВА	СТП
29	Курский РЭС	СТП 656(63кВА) 412.06 снт Энергетик	СТП
30	Курский РЭС	СТП 685 (25кВа) ф.412.6 снт "Лавсан"	СТП
31	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №765 (63кВА) 412.6 х.Духовец	СТП
32	Курский РЭС	КТП-10 кВ №766 д.Кукуевка	КТП
33	Курский РЭС	КТП-10 кВ №779(250кВА) 412.06 д.Кукуевка	КТП
34	Курский РЭС	ТП-555 СНТ Лавсан (412.6)	КТП
35	Курский РЭС	ТП-030 Клуб	КТП
36	Курский РЭС	ТП-610 (СКТП 250кВа) ф.412.06 д.Кукуевка	КТП
37	Курский РЭС	КТП-020 (ф.412.6) д. Духовец	КТП
38	Курский РЭС	КТП-412.06-14/100 ГТС (032ГРС)	КТП
39	Курский РЭС	ТП-036 д.Цветово АЗС	КТП
40	Курский РЭС	ТП-034 (ф.412.6) д.Кукуевка	КТП
41	Курский РЭС	ТП-035 д.Кукуевка	КТП
42	Курский РЭС	ТП-615 (160кВа) ф.412.06 д.Кукуевка	КТП

43	Курский РЭС	КТП 10/0,4 кВ №-619/160 кВА ВЛ 10 кВ 412	КТП
44	Курский РЭС	ТП-620 (400кВа) ф.412.06 д.Кукуевка	КТП
45	Курский РЭС	ТП-039 с/о "Лавсан"	КТП
46	Курский РЭС	КТП-022 с/о "Химик"	КТП
47	Курский РЭС	ТП-554 СНТ Лавсан	КТП
48	Курский РЭС	КТП-024 д.Цветово ул.Мирная	КТП
49	Курский РЭС	КТП-025 (ф.412.6) д.Цветово ул.Дружбы	КТП
50	Курский РЭС	ТП-038 с/о "Цветово"	КТП
51	Курский РЭС	КТП-023 (ф.412.6) д.Цветово ул.Дружбы	КТП
52	Курский РЭС	КТП-028 (ф.412.6) д.Цветово ул.Школьная	КТП
53	Курский РЭС	КТП-027 (ф.412.6) д.Цветово ул.Заречная	КТП
54	Курский РЭС	КТП-021 д. Духовец	КТП
55	Курский РЭС	КТП-026 с/о "Энергетик"	КТП
56	Курский РЭС	ТП-029 д.Цветово ул.Советская	КТП
57	Курский РЭС	СТП 10/0,4 кВ №641/63 кВА ВЛ 10 кВ 412.	СТП
58	Курский РЭС	КТП-10 кВ №795(63 кВА) 412.16 Кукуевка	КТП
59	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №794(63кВА) 412.16 Кукуевка	СТП
60	Курский РЭС	СКТП №758 (160кВА) 412.16 х.Кислино	КТП
61	Курский РЭС	ТП-553 (412.16 40кВА х.Кислино)	КТП
62	Курский РЭС	СТП № 700 (250кВА) 412.16 д.Кукуевка	СТП
63	Курский РЭС	СКТП 732 (160кВА) 412.16 д.Кукуевка	КТП
64	Курский РЭС	СТП №753 (63кВА) 412.16 снт "Резинщик"	СТП
65	Курский РЭС	СКТП №757 (160кВА) 412.16 х.Кислино	КТП
66	Курский РЭС	КТП №759 (160кВА) 412.16 х.Кислино	КТП
67	Курский РЭС	КТП №760 (160кВА) 412.16 д.Кукуевка	КТП
68	Курский РЭС	КТП-10 кВ №768 (160кВА) 412.16 х.Кислино	КТП
69	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №788(63кВА)412.16 д.Кукуевка	СТП
70	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №786 412.16 д.Кукуевка	СТП
71	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №820 412.16 (63кВа) Кукуевка	СТП
72	Курский РЭС	СТП-10 кВ №832 (63кВа) 412.16 х.Кислино	СТП
73	Курский РЭС	СТП -10 кВ №840 (63кВа) 412.16д.Кукуевка	СТП
74	Курский РЭС	КТП-052 412.16-5/100 с/о "Ягодка"	КТП
75	Курский РЭС	КТП-049 412.16-2/160 с/о "Резинщик"	КТП
76	Курский РЭС	КТП-051 412.16-4/100 с/о "Ягодка"	КТП
77	Курский РЭС	КТП-053 (412.16-7/160 д.Кислино)	КТП
78	Курский РЭС	КТП- 054 (412.16-8/400) Ток	КТП
79	Курский РЭС	ЗТП-057 412.16-11/2х250 КРС	ЗТП
80	Курский РЭС	ЗТП-412.16-10/2х400	ЗТП
81	Курский РЭС	КТП-055 (412.16-9/160 д.Кислино)	КТП
82	Курский РЭС	КТП - (412.16-6/250)	КТП
83	Курский РЭС	КТП- 782 (100кВа) 412.16	КТП
84	Курский РЭС	КТП 10/0,4 кВ №654/250кВА 412.16	КТП
85	Курский РЭС	СКТП 673 (250кВа) ф.412.16 д.Кукуевка	КТП
86	Курский РЭС	СТП № 705 (160кВа) 412.16 Кислино	СТП
87	Курский РЭС	КТП-10 кВ №784 (400кВа) 412.16 РПИ Пром	КТП
88	Курский РЭС	КТП-413.09-4/630 Семнаука	КТП

89	Курский РЭС	СКТП-413.09-2/160 Октябрьская школа	КТП
90	Курский РЭС	КТП-413.09-5/100 х.Хвощин (ТП-63)	КТП
91	Курский РЭС	СКТП-413.09-9/630 (066)	КТП
92	Курский РЭС	СТП № 696 (25кВа) 413.09 п.Петрин	СТП
93	Курский РЭС	КТП-413.09-8/40 Заповедник	КТП
94	Курский РЭС	СТП 748(кВа) 413.13 п.Черемушки Потребит	СТП
95	Курский РЭС	ЗТП-413.13-2/2х630 Семяоч.комплекс	ЗТП
96	Курский РЭС	СКТП-413.13-1/630 Ток пром	КТП
97	Курский РЭС	СКТП-413.13-4/250 п.Черёмушки	КТП
98	Курский РЭС	ЗТП-413.14-2/2х400 цу Черемушки(котельн)	ЗТП
99	Курский РЭС	КТП-413.14-3/250 Правление Водозабор	КТП
100	Курский РЭС	СТП №672 25кВа ф.413.15	СТП
101	Курский РЭС	СТП 726 (63кВа) 413.15 снт "Черемушки"	СТП
102	Курский РЭС	СКТП 729 (160кВа) 413.15 ООО "КАДЭС"	КТП
103	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №827 63кВа 413.15 д.Рышково	СТП
104	Курский РЭС	КТП-413.15-3/100 с/о	КТП
105	Курский РЭС	КТП-413.15-8/160	КТП
106	Курский РЭС	КТП-413.15-5/630 Автодор	КТП
107	Курский РЭС	КТП-413.15-6/(1*630; 1/400) Атобан	КТП
108	Курский РЭС	СТП 679(25кВа) 413.15 МТС	СТП
109	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №828 413.15 Старков потр.	СТП
110	Курский РЭС	КТП-414.02-2/2х630 цу Дряблово	КТП
111	Курский РЭС	КТП-414.02-1/25 Катод.защита	КТП
112	Курский РЭС	СТП №756 (63кВа) 414.15 д.Гремячка	СТП
113	Курский РЭС	СТП № 692 (25кВа) 414.15 снт "Курск"	СТП
114	Курский РЭС	ТП-109 (414.15-17/63 с/о "Курск")	КТП
115	Курский РЭС	ТП-108 (414.15-16/100 с/о "Курск")	КТП
116	Курский РЭС	ТП-111 (414.15-19/63 с/о "Курск")160кВа	КТП
117	Курский РЭС	ТП-121 (414.15-30/40 с/о "Курск")	КТП
118	Курский РЭС	ТП-113 (414.15-21/100 с/о "Курск")	КТП
119	Курский РЭС	ТП-117 (414.15-25/100 с/о "Дубрава")	КТП
120	Курский РЭС	ТП-122 (414.15 31/63 Пропан-Сервис)	КТП
121	Курский РЭС	ТП-116 (24/160 АЗС №5)	КТП
122	Курский РЭС	ТП-099 (414.15-3/63) д.Гремячка	КТП
123	Курский РЭС	СКТП № 691 (63кВа) снт "Курск"	КТП
124	Курский РЭС	КТП-659 (63кВа) ф.414.15 с/о"Крутой лог"	КТП
125	Курский РЭС	СТП № 702 (63 кВа) 414.15 снт "Курск"	СТП
126	Курский РЭС	СТП 727 (160кВа) 414.15 "Стройпромресурс	СТП
127	Курский РЭС	СТП 737 (63кВа) 414.15 Светофор	СТП
128	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №815 (63кВа) 414.15 Гремячка	СТП
129	Курский РЭС	ТП-100 (414.15-4/100 с/о "Урожай")	КТП
130	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №761 (63кВа) 414.15 Гремячка	СТП
131	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №813 414.15 Гремячка	СТП
132	Курский РЭС	СТП-843 (63кВа) 414.15 д.Гремячка	СТП
133	Курский РЭС	ТП-101 (414.15-5/100 с/о "Мир")	КТП
134	Курский РЭС	ТП-103 (414.15-7/160 с/о "Мир")	КТП

135	Курский РЭС	ТП-123 (414.15-32/63 АЗС)	КТП
136	Курский РЭС	ТП-104 (414.15-8/63 с/о "Мир")	КТП
137	Курский РЭС	ТП-120 (414.15-29/63 с/о "Крутой лог")	КТП
138	Курский РЭС	ТП-105 (9/100 с/о "Мир")414.15	КТП
139	Курский РЭС	ТП-102 (414.15-6/20 с/о "Мир")	КТП
140	Курский РЭС	ТП-106 (414.15-10/100 с/о "Урожай")	КТП
141	Курский РЭС	ТП-112 (414.15-20/160 с/о "Курск")	КТП
142	Курский РЭС	ТП-107 (414.15-14/63 с/о "Курск")	КТП
143	Курский РЭС	ТП-590 (414.15-15/160 с/о "Курск")	КТП
144	Курский РЭС	ТП-118 (414.15-27/100 Кафе)	КТП
145	Курский РЭС	ТП-110 (414.15-18/160 с/о "Курск")	КТП
146	Курский РЭС	ТП-114 (414.15-22/100 с/о "Курск")	КТП
147	Курский РЭС	ТП 588 (414.15 11/160) Фесенко	КТП
148	Курский РЭС	ТП 621(СТП 63кВа) ф.414.15	СТП
149	Курский РЭС	СТП -634 (25кВа) ф.414.15	СТП
150	Курский РЭС	СКТП № 601 (160кВа) 415.02 Поляков	КТП
151	Курский РЭС	СКТП-580 (160кВа) д.Май Заря	КТП
152	Курский РЭС	СТП №742(63кВа) 415.02 д.Моква	СТП
153	Курский РЭС	КТП-10 кВ №797(100кВа) 415.02 1-я Моква	КТП
154	Курский РЭС	КТП-415.02-2/160 с/о "Сосенка"	КТП
155	Курский РЭС	КТП-415.02-3/40 с/о "Сосенка"	КТП
156	Курский РЭС	КТП-415.02-1/160 с/о "Сосновый бор"	КТП
157	Курский РЭС	КТП-130 (415.03-1/63 д.Май Заря)	КТП
158	Курский РЭС	ТП-603(СКТП250кВа) СНТ "Надежда" ф.415.3	КТП
159	Курский РЭС	ТП-605 (100кВа), ф.415.3 Усадьба	КТП
160	Курский РЭС	КТП-646 (100 кВа) ф.415.3	КТП
161	Курский РЭС	КТП - 651 (100кВа) 415.3 снт "Фиалка"	КТП
162	Курский РЭС	КТП-645 (160кВа) ф.415.3	КТП
163	Курский РЭС	СКТП 719 (160кВа) 415.03 Духовец	КТП
164	Курский РЭС	СКТП 720 (160кВа) 415.03 Духовец	КТП
165	Курский РЭС	СТП 725 (40кВа) 415.03 Стрелецкое леснич	СТП
166	Курский РЭС	СТП 728 (63кВа) 415.03 снт"Фиалка"	СТП
167	Курский РЭС	КТП-141 (415.03-12/160 д.Май Заря (баня)	КТП
168	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №805(63кВа) 415.03 Касторная	СТП
169	Курский РЭС	СТП-10 кВ №807 (63кВа) 415.03 Касторная	СТП
170	Курский РЭС	ТП-131 (415.03-2/100 д.Духовец, МТФ)	КТП
171	Курский РЭС	КТП-132 (415.03-3/100 д.Духовец)	КТП
172	Курский РЭС	КТП-415.03-7/160 с/о "Радуга"	КТП
173	Курский РЭС	КТП-415.03-10/100 с/о "Авангард"	КТП
174	Курский РЭС	КТП-415.03-9/100 с/о "Авангард"	КТП
175	Курский РЭС	КТП-415.03-11/250 с/о "Надежда"	КТП
176	Курский РЭС	ТП-524 с/о Радуга (415.3)	КТП
177	Курский РЭС	КТП-627 (160кВа) ф.415.3 д.Духовец	КТП
178	Курский РЭС	ТП-616 (100кВа) ф.415.03 д.Жеребцово	КТП
179	Курский РЭС	ТП-625 (100кВа) ф.415.03	КТП
180	Курский РЭС	СКТП-415.03-4/400 с/о "Фиалка"	КТП

181	Курский РЭС	КТП-415.03-5/160 д.Касторная	КТП
182	Курский РЭС	КТП-415.03-6/160 с/о "Радуга"	КТП
183	Курский РЭС	КТП-415.03-8/160 с/о "Радуга"	КТП
184	Курский РЭС	КТП-415.07-3/160 ГАК. Гидромехстрой	КТП
185	Курский РЭС	КТП-674 415.07 (25кВа) д.Духовец Поляков	КТП
186	Курский РЭС	КТП-415.07-2/250 ТВКиК База отд.пром	КТП
187	Курский РЭС	ТП-594 (100кВа)с. Духовец ф.415.7	КТП
188	Курский РЭС	КТП-10 кВ №791(100кВа) 415.07 д.Ройково	КТП
189	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №812(63кВа) 415.07 д.Духовец	СТП
190	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №830 (63кВа) 415.07 Ройково	СТП
191	Курский РЭС	ТП-595 (100кВа) ф.415.07 д.Духовец	КТП
192	Курский РЭС	ТП-602 ф.415.07 д.Духовец (250кВа)	КТП
193	Курский РЭС	КТП-415.07-1/100 Биофабрика	КТП
194	Курский РЭС	КТП-567 415.07 ИП Чавыкин	КТП
195	Курский РЭС	СТП 733 (40кВа) 415.07 д.Майская заря	СТП
196	Курский РЭС	КТП-415.08-9/63 СТО	КТП
197	Курский РЭС	КТП-415.08-3/160 Турбаза "Сейм"	КТП
198	Курский РЭС	КТП-415.08-6/100 х.Зубков	КТП
199	Курский РЭС	КТП-415.08-7/160 х.Зубков	КТП
200	Курский РЭС	ТП-586 (100кВа д.2-я Моква)	КТП
201	Курский РЭС	ТП-563 (СКТП-415.08-10/160) ул.Гагарина	КТП
202	Курский РЭС	СТП - 628 (16 кВа) ф.415.8ЦветовЛес	СТП
203	Курский РЭС	СКТП 717(40кВа) 415.8 Белый аист(потреб)	КТП
204	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №826 415.08(63кВа) 2-я Моква	СТП
205	Курский РЭС	КТП-415.08-1/250 МТФ Грибы	КТП
206	Курский РЭС	КТП-415.08-2/250 д.2-я Моква	КТП
207	Курский РЭС	КТП- 566 415.08-(13/160)	КТП
208	Курский РЭС	КТП-415.08-5/250 Гидромехстрой	КТП
209	Курский РЭС	КТП-564 (415.08-11/160)	КТП
210	Курский РЭС	КТП №565 (415.08-12/63)	КТП
211	Курский РЭС	СКТП № 694 (25кВа) 415.08 д. Моква	КТП
212	Курский РЭС	КТП-415.09-14/160 Гостиница	КТП
213	Курский РЭС	КТП-415.09-13/400 КГКС	КТП
214	Курский РЭС	КТП-415.09-10/400 КГКС	КТП
215	Курский РЭС	КТП-415.09-8/160 д.Моква ул.Заречная	КТП
216	Курский РЭС	КТП-163 (415.09-11/100 ул.Кожевенная)	КТП
217	Курский РЭС	СТП 747(25кВа) 415.09 д.Моква	СТП
218	Курский РЭС	СКТП-415.09-6/400 ГАЗ АЗС	КТП
219	Курский РЭС	КТП-415.09-5/250(158) цу д.1-я Моква	КТП
220	Курский РЭС	КТП-415.09-4/100 Цех деревообработки	КТП
221	Курский РЭС	ТП 17/40	КТП
222	Курский РЭС	КТП-415.09-16/250 д.1-я Моква	КТП
223	Курский РЭС	КТП-415.09-19/160 ул.Сеймская	КТП
224	Курский РЭС	КТП-415.09-1/100 д.1-я Моква ул.Весёлая	КТП
225	Курский РЭС	КТП-415.09-12/160 д.1-я Моква	КТП
226	Курский РЭС	КТП-415.9 7/250 Санаторий Моква	КТП

227	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №783 (40кВа) моква	СТП
228	Курский РЭС	КТП-415.09-3/160 д.сад	КТП
229	Курский РЭС	ТП 414.1ТП 414.15 1/25 (ТП 587) Гремячка	КТП
230	Курский РЭС	КТП-415.09-2/160 д.1-я Моква	КТП
231	Курский РЭС	КТП-678 (160 кВа) ф.415.09 ул.Нелидова	КТП
232	Курский РЭС	СКТП №822 415.09 (100кВа) Моква	КТП
233	Курский РЭС	ТП-561 д.Балашовка ф. 415.10	КТП
234	Курский РЭС	СКТП 614 (100кВа) 415.10 Наролина	КТП
235	Курский РЭС	СТП № 707 (63кВа) 415.10 Моква (Князев)	СТП
236	Курский РЭС	СКТП 714 (25кВа) 415.10 Дюмин	КТП
237	Курский РЭС	СТП 723 (160кВа) 415.10 Моква ИП Захаров	СТП
238	Курский РЭС	КТП №763 (63кВа) 415.10 д.Гремячка	КТП
239	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №796(63кВа) 415.10 1-я Моква	СТП
240	Курский РЭС	ТП 808 (100кВа) 415.10 1-я Моква	КТП
241	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №810(63кВа) 415.10 1-я Моква	СТП
242	Курский РЭС	КТП-10 кВ №819 (160кВа) 415.10 1-я Моква	КТП
243	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №814 (63кВа)415.10 1-я Моква	СТП
244	Курский РЭС	СТП-817 415.10 (63кВа) д.Гремячка	СТП
245	Курский РЭС	КТП-415.10-9/160 Тракторный стан	КТП
246	Курский РЭС	КТП-175 (415.10-4/63 д.1-я Моква)	КТП
247	Курский РЭС	ТП-415.10 13/160 ИП Коваленко	КТП
248	Курский РЭС	КТП-415.10-10/10 Закусочная	КТП
249	Курский РЭС	КТП-415.10-6/25 АЗС	КТП
250	Курский РЭС	КТП-415.10-5/40 ООО Газ	КТП
251	Курский РЭС	КТП-415.10-2/400 х/з Агромаша(173)	КТП
252	Курский РЭС	КТП-415.10-3/25 с/о "Надежда"	КТП
253	Курский РЭС	КТП-415.10-7/100 Моковский с/с	КТП
254	Курский РЭС	КТП-415.10-8/100 д.Баклашовка	КТП
255	Курский РЭС	КТП-10кВ 415.10 11/25	КТП
256	Курский РЭС	СКТП-663 (100кВа)ф.415.10 ИП Ульянов	КТП
257	Курский РЭС	КТП-10 кВ №821 415.10 Мурадян потр.	КТП
258	Курский РЭС	ТП-188 Школа(416.05-1/100)	КТП
259	Курский РЭС	КТП-191 (416.05-4/250 ГАИ)	КТП
260	Курский РЭС	КТП-416.05-6(96)/5 ГРС Заповедник	КТП
261	Курский РЭС	КТП-416.05-1/25 Заповедник Дедов лес	КТП
262	Курский РЭС	КТП-184 (416.05-2/250 п.Берёзка)	КТП
263	Курский РЭС	КТП-416.05-823 Мастерские	КТП
264	Курский РЭС	КТП-416.05-3/400 МТФ	КТП
265	Курский РЭС	СКТП 416.05-3/400 (190)	КТП
266	Курский РЭС	КТП-416.07-12/25 Билайн	КТП
267	Курский РЭС	ТП-189 (416.05-2/250 д.Сел.дворы)	КТП
268	Курский РЭС	КТП-187 (100кВа) ф.416.7	КТП
269	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №781 (63 кВа) а/дорогоа	СТП
270	Курский РЭС	КТП-416.07-6/400 Мастерские	КТП
271	Курский РЭС	КТП-722 (416.07-7/100)	КТП
272	Курский РЭС	КТП-416.07-13/25 Освещение	КТП

273	Курский РЭС	КТП-416.07-14/25 Теле-2	КТП
274	Курский РЭС	КТП-196 (416.07-10/100 д.Александровка)	КТП
275	Курский РЭС	КТП 195 (416.07-9/63 д.Екатериновка)	КТП
276	Курский РЭС	КТП-10 кВ №767 (250кВА)416.7	КТП
277	Курский РЭС	КТП-416.07-5/100 ПТФ новый	КТП
278	Курский РЭС	КТП-416.07-11/100 д.Александровка	КТП
279	Курский РЭС	СТП - 10 кВ 416.07 №773 1-е Цветово	СТП
280	Курский РЭС	КТП-416.07-8/160 д.Екатериновка МТФ	КТП
281	Курский РЭС	КТП-418.01-1/100 Клуб	КТП
282	Курский РЭС	СТП-780 ф.418.01 с.Разинь	СТП
283	Курский РЭС	КТП-418.01-6/100 д.Потапово	КТП
284	Курский РЭС	КТП-418.01-4/400 д.Потапово	КТП
285	Курский РЭС	КТП-418.01-3/100 д.Толмачево № 203	КТП
286	Курский РЭС	КТП-418.01-2/100 д.Пахомово	КТП
287	Курский РЭС	КТП-418.01-8/100 д.2-е Пронское № 208	КТП
288	Курский РЭС	КТП-418.01-9/100 д.1-е Пронское	КТП
289	Курский РЭС	КТП-418.01-11/100 д.Хреновец	КТП
290	Курский РЭС	КТП-418.01-7/100 д.Гнездилово	КТП
291	Курский РЭС	КТП-418.01-5/100 пром	КТП
292	Курский РЭС	КТП-418.01-12/100 д.Корелово	КТП
293	Курский РЭС	КТП-418.10-1/100 Водокачка	КТП
294	Курский РЭС	ЗТП-418.10-4/250 МТФ	ЗТП
295	Курский РЭС	КТП-418.10-5/100 Мастерские	КТП
296	Курский РЭС	ЗТП-418.15-1/160 Жилпосёлок	ЗТП
297	Курский РЭС	КТП-418.15-2/160 цу Разиньково	КТП
298	Курский РЭС	КТП-418.15-4/100 х.Новореченский	КТП
299	Курский РЭС	КТП-418.15-6/40 с/о "Спутник"	КТП
300	Курский РЭС	КТП-418.15-9/160 (225) д.Дроняево	КТП
301	Курский РЭС	КТП-223 (418.15-7/400 д.Дроняево)	КТП
302	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №802(63кВа)418.15 Николаевка	СТП
303	Курский РЭС	КТП-418.15-5/100 х.Яблочный	КТП
304	Курский РЭС	КТП-224 (418.15-8/63) д.Дроняево	КТП
305	Курский РЭС	КТП-418.15-10/40 д.Николаевка	КТП
306	Курский РЭС	КТП-227 (418.16-1/63 х.Топорок)	КТП
307	Курский РЭС	КТП-418.16-10/100 д.Брежнево	КТП
308	Курский РЭС	КТП-418.16-5/160 Тр.Стан пром	КТП
309	Курский РЭС	КТП-418.16-4/250 Гараж	КТП
310	Курский РЭС	КТП-418.16-6/250 д.Верхнее Косиново	КТП
311	Курский РЭС	КТП-418.16-8/100 Клуб, школа	КТП
312	Курский РЭС	КТП-418.16-9/100 д.Верхнее Косиново	КТП
313	Курский РЭС	СТП 724 (63кВА) 418.16 снт "Ласточка"	СТП
314	Курский РЭС	ТП-228 (418.16-3/2х400 МТФ Нетели)	КТП
315	Курский РЭС	СКТП № 701 (2*40кВа) 438.14,418.16 ГРС	КТП
316	Курский РЭС	ТП-232 (418.16-7/250 МТФ Ток)	КТП
317	Курский РЭС	ТП-236 (418.16-11/63 Гнездилово, Фермер)	КТП
318	Курский РЭС	КТП-420.05-12/100 с/о "Волна"	КТП

319	Курский РЭС	КТП-245 (420.05-9/160 д.Саблино)	КТП
320	Курский РЭС	КТП №250 (420.05-14/40 Кафе)	КТП
321	Курский РЭС	ТП-552 (420.05 40кВА д.Ушаково)	КТП
322	Курский РЭС	КТП-420.05-15/25 АЗС д.Каменево	КТП
323	Курский РЭС	СТП - 649 (25кВа) ф.420.05 с/т Химфарм	СТП
324	Курский РЭС	КТП-10 кВ №816 (160кВа) 420.05 Лазурный	КТП
325	Курский РЭС	КТП-239 (420.05-3/100 д.Ушаково)	КТП
326	Курский РЭС	КТП-420.05-11/100 Рыбхоз	КТП
327	Курский РЭС	КТП-242 (420.05-6/100 д.Ушаково)	КТП
328	Курский РЭС	КТП-420.05-7/63 Скважина	КТП
329	Курский РЭС	ЗТП-422.02-3/2х400 Котельная	ЗТП
330	Курский РЭС	КТП-237 (420.05-1/100 д.Каменево)	КТП
331	Курский РЭС	КТП-238 (420.05-2/100 д.Каменево)	КТП
332	Курский РЭС	КТП-420.05-4/100 Училище	КТП
333	Курский РЭС	КТП-316(422.02-2/2х100) КНС очистные	КТП
334	Курский РЭС	КТП-241 (420.05-5/100 д.Ушаково)	КТП
335	Курский РЭС	КТП-420.05-8/160 д.Саблино	КТП
336	Курский РЭС	КТП-420.05-13/100 с/о "Спутник"	КТП
337	Курский РЭС	КТП-420.05-10/100 с/о "Спутник"	КТП
338	Курский РЭС	СТП-613 (40кВа) ф.420.5 снт "Спутник"	СТП
339	Курский РЭС	КТП-420.10-7/250 Ток	КТП
340	Курский РЭС	ЗТП-420.10-2/2х400	ЗТП
341	Курский РЭС	КТП-420.10-4/250 с/о "Монолит"	КТП
342	Курский РЭС	КТП-420.10-1/63 д.Каменево	КТП
343	Курский РЭС	ТП-593 (420.10 400кВа "КурскАгроАктив")	КТП
344	Курский РЭС	СТП №750(25кВА) 420.10 (потребит.)	СТП
345	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №831 (63кВа) 420.10 Монолит	СТП
346	Курский РЭС	ТП-626 (2/2*160 ф.424.02 Дом инвалидов)	КТП
347	Курский РЭС	СТП 736 (160кВА) 420.10 Камыши(потребит)	СТП
348	Курский РЭС	КТП №259 (420.10-9/100 д.Каменка)	КТП
349	Курский РЭС	КТП-420.10-5/160 д.Каменка	КТП
350	Курский РЭС	КТП-420.10-10/160 ул.Таежная	КТП
351	Курский РЭС	КТП №256 (420.10-6/160 п.Солнечный)	КТП
352	Курский РЭС	ЗТП-420.16-1/2х400 Котельная	ЗТП
353	Курский РЭС	КТП-420.16-2/400 КРС МИС	КТП
354	Курский РЭС	СТП №755 (63кВА) 420.16 п.Камыши	СТП
355	Курский РЭС	ЗТП-420.15-2/2Х400 п.Камыши д/сад	ЗТП
356	Курский РЭС	КТП-420.16-4/63 с/о " Камыши"	КТП
357	Курский РЭС	КТП-420.16-5/63 п. Камыши	КТП
358	Курский РЭС	ТП 623 ф.421.02 ИП Сафарян д.Ампилогов	КТП
359	Курский РЭС	КТП-421.02-1/160 СТФ	КТП
360	Курский РЭС	КТП-421.02-2/100 д.Анпилогово	КТП
361	Курский РЭС	КТП-421.02-4/100 д.Анпилогово кооп	КТП
362	Курский РЭС	КТП-421.02-6/40 Фермер.хозяйство	КТП
363	Курский РЭС	КТП-421.02-8/100 д.Нижнее Косиново	КТП
364	Курский РЭС	КТП-421.02-9/250 д.Нижнее Косиново	КТП

365	Курский РЭС	КТП-10кВ 421.02 7/100	КТП
366	Курский РЭС	СТП - 607 (25кВа) ф.421.2 Поляна	СТП
367	Курский РЭС	КТП-421.02-10/63 д.Комаровка	КТП
368	Курский РЭС	КТП-421.02-3/250(271)	КТП
369	Курский РЭС	КТП-421.04-2/100 д.Лукино	КТП
370	Курский РЭС	КТП-421.04-3/250 Тр.стан	КТП
371	Курский РЭС	КТП-421.04-4/40 д.Жердево	КТП
372	Курский РЭС	КТП-421.04-1/160 д.Лукино (больница)	КТП
373	Курский РЭС	КТП-421.04-5/63 Скважина	КТП
374	Курский РЭС	КТП-421.04-6/63 д.Жердево	КТП
375	Курский РЭС	КТП-421.07-1/100 д.Дряблово	КТП
376	Курский РЭС	КТП-421.08-4/160 Магазин	КТП
377	Курский РЭС	СТП - 10 кВ 824 (63кВА) 421.08 Полянское	СТП
378	Курский РЭС	КТП-421.08-6/100 д.Жилиево	КТП
379	Курский РЭС	КТП-421.08-8/160 д.Саморядово	КТП
380	Курский РЭС	КТП-421.08-10/100 д.Тутово	КТП
381	Курский РЭС	КТП-421.08-13/63 д.Хардиково	КТП
382	Курский РЭС	КТП-421.08-12/100 д.Хардиков	КТП
383	Курский РЭС	КТП-421.08-11/63 д.Хардиково (скважина)	КТП
384	Курский РЭС	КТП-421.08-15/63 д.Пименово	КТП
385	Курский РЭС	КТП-421.08-3/160 с.Поляна	КТП
386	Курский РЭС	КТП-421.08-5/63 д.Нартово	КТП
387	Курский РЭС	КТП-421.08-14/63 Скважина	КТП
388	Курский РЭС	КТП-421.08-18/100 с/о "Сударушка"	КТП
389	Курский РЭС	КТП-421.09-1/250 МТС	КТП
390	Курский РЭС	КТП-421.09-2/250 Гараж	КТП
391	Курский РЭС	СТП - 644 (25кВа) ф.421.9 д.Жеребцово	СТП
392	Курский РЭС	СКТП 713 (630кВА) 421.09 с. Полянское	КТП
393	Курский РЭС	СТП 734 (63кВА) 421.9 с.Полянское	СТП
394	Курский РЭС	КТП-421.09-3/160 д/сад пром	КТП
395	Курский РЭС	КТП-421.09-4/160 с.Поляна	КТП
396	Курский РЭС	КТП-309 (421.09-5/250 с.Поляна)	КТП
397	Курский РЭС	КТП-310 (421.09-7/250 д.Жеребцово)	КТП
398	Курский РЭС	КТП-421.09-8/63 д.Жеребцово (школа)	КТП
399	Курский РЭС	ТП-312 (421.09-9/160 д.Жеребцово)	КТП
400	Курский РЭС	ТП-569 (100кВа) д.Поляна ф.421.9	КТП
401	Курский РЭС	ТП 622 (25кВа) ф.421.09 д.Жеребцово	КТП
402	Курский РЭС	ТП-599 (40кВа) д.Жеребцово ф.421.9	КТП
403	Курский РЭС	СТП №637 (63 кВА) 421.9 Поляна	СТП
404	Курский РЭС	КТП-421.09-11/160 д.Жеребцово	КТП
405	Курский РЭС	СТП 682 (40кВа) ф.421.09 Жеребцово	СТП
406	Курский РЭС	СТП 739(40кВА) 421.09 д.Жеребцово	СТП
407	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №801(63кВа) Полянское	СТП
408	Курский РЭС	СТП № 706 (25 кВа) 421.9 Поляна	СТП
409	Курский РЭС	КТП-421.09-10/100 с/о "Светлана"	КТП
410	Курский РЭС	ТП-319 (422.02-5/63) д.Муравлёво	КТП

411	Курский РЭС	ТП-320 (422.02-6/100) д.Михайловка	КТП
412	Курский РЭС	КТП-422.02-7/100 д.Михайловка	КТП
413	Курский РЭС	ЗТП-315 (422.02-1/2х160) п.Лазурный	ЗТП
414	Курский РЭС	ТП-318 (422.02-4/100) д.Муравлёво	КТП
415	Курский РЭС	КТП-422.02-8/100 д.Семёновка	КТП
416	Курский РЭС	КТП-10 кВ №777 (160кВа)422.02 Лазур ип.а	КТП
417	Курский РЭС	ЗТП-422.02-9/250 многоэтажки	ЗТП
418	Курский РЭС	КТП-423.01-1/2х400 Биофабрика	КТП
419	Курский РЭС	КТП-423.02-4/63 д.Мурыновка	КТП
420	Курский РЭС	СКТП-423.02-3/400 п.Черёмушки	КТП
421	Курский РЭС	КТП-423.02-1/100 д.Млодать	КТП
422	Курский РЭС	КТП-423.02-2/250 Фермер Бия	КТП
423	Курский РЭС	СТП - 657 (25кВа) ф.423.02 д.Млодать	СТП
424	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №811(63кВА) 423.02 п.Черемуш	СТП
425	Курский РЭС	КТП-423.02-5/250 Октябрьская школа	КТП
426	Курский РЭС	ТП-350 (6/63 д.Смородное)	КТП
427	Курский РЭС	СТП №665 25кВа ф.423.10	СТП
428	Курский РЭС	ТП-351 (7/63 д.Фитилёвка)423.10	КТП
429	Курский РЭС	ТП-346 (423.10-2/160 д.Безлесная)	КТП
430	Курский РЭС	ТП-349 (5/100 д.Смородное)	КТП
431	Курский РЭС	ТП-348 (4/100 Быт, ферма, учёт пром)	КТП
432	Курский РЭС	ТП-345 (1/63 д.1-е Безлесное)	КТП
433	Курский РЭС	ТП-347 (3/25 Катодная защита 2-х ф.)	КТП
434	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №792(63кВА) 423.10 Хоружевка	СТП
435	Курский РЭС	ТП-352 (8/40 д.2-я Букреевка)	КТП
436	Курский РЭС	ТП-353 (9/100 д.Радино)	КТП
437	Курский РЭС	ТП-360 (ф.423.16) Летний лагерь промыш.	КТП
438	Курский РЭС	КТП-378 (ф.423.16) л/л Золотой колос	КТП
439	Курский РЭС	КТП-377 (ф.423.16) МТФ	КТП
440	Курский РЭС	КТП-379(ф.423.16) д. Зорино ул. Бетонна	КТП
441	Курский РЭС	КТП-380 (ф.423.16) д. Зорино	КТП
442	Курский РЭС	КТП-381(ф.423.16) д. Зорино	КТП
443	Курский РЭС	ТП-362 (ф.423.16) д.Маховое быт	КТП
444	Курский РЭС	ТП-367 (ф.423.16) д.Лебяжье школа	КТП
445	Курский РЭС	ТП-369 д.Толмачёво	КТП
446	Курский РЭС	КТП-376(ф.423.16) д. Зорино, быт	КТП
447	Курский РЭС	ТП-364 д.Лебяжье быт	КТП
448	Курский РЭС	ТП-363 (ф.423.16) Водокачка промыш.	КТП
449	Курский РЭС	СКТП-366 Лебяжье, быт	КТП
450	Курский РЭС	ТП-368 (ф.423.16) д.Толмачёво	КТП
451	Курский РЭС	ТП-373 (ф.423.16) д.Нижняя Сахаровка	КТП
452	Курский РЭС	ТП-579(423.16) 100кВа д. Толмачево	КТП
453	Курский РЭС	ЗТП-355 Биофабрика	ЗТП
454	Курский РЭС	СТП №745 (100кВА) 423.16 д.Роговка	СТП
455	Курский РЭС	СКТП №752 (63кВА) 423.16 д.Зорино	КТП
456	Курский РЭС	ТП-371 (ф.423.16) д.Лебяжье	КТП

457	Курский РЭС	КТП №764 (63кВА) 423.16 д.Толмачево	КТП
458	Курский РЭС	ТП-372 (ф.423.16) д.Дворики	КТП
459	Курский РЭС	СКТП-365 Ток, пром	КТП
460	Курский РЭС	ТП-547 (250кВА; 423.16) д.Толмачево	КТП
461	Курский РЭС	ТП-546 (423.16 29/100 Зорино пром)	КТП
462	Курский РЭС	КТП 10/0,4 кВ №635/160 кВА 423.16	КТП
463	Курский РЭС	ТП-361 с/о "Заречная"	КТП
464	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №798 423.16 д.Зорино	СТП
465	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №809(63кВа) 423.16 Толмачево	СТП
466	Курский РЭС	ТП-359 (ф.423.16) д.1-е Букреево	КТП
467	Курский РЭС	ТП-358 (ф.423.16) д.Роговка	КТП
468	Курский РЭС	КТП-375 (ф.423.16) ТОК, пром	КТП
469	Курский РЭС	ТП-370 Школа милиции	КТП
470	Курский РЭС	ТП-606 (40кВа) ф.423.16 СНТ Заречное	КТП
471	Курский РЭС	КТП-Очистные пром	КТП
472	Курский РЭС	ТП-357(ф.423.16) Новые дома быт	КТП
473	Курский РЭС	ТП-374 (ф.423.16) д.Верхняя Сахаровка	КТП
474	Курский РЭС	ТП-556 25 кВА (д.Толмачево АЗС)	КТП
475	Курский РЭС	КТП-778 гольф клуб (423.16)	КТП
476	Курский РЭС	КТП-356 мегафон(25кВа)	КТП
477	Курский РЭС	КТП-424.02-3/160 д.Чурилово	КТП
478	Курский РЭС	КТП-424.02-1/400 Глеб МУП ЖКХ	КТП
479	Курский РЭС	КТП-424.06-1/630 МУП ЖКХ Отопление	КТП
480	Курский РЭС	ТП-548 с/о"Строитель" (611)	КТП
481	Курский РЭС	СТП - 662 (25кВа) ф.425.4 СНТ "Строитель	СТП
482	Курский РЭС	СТП № 698 (25кВа) 425.04 "Приморское"	СТП
483	Курский РЭС	КТП-425.04-3/400 ГАЗ Энергострой	КТП
484	Курский РЭС	КТП-425.04-6/400 ООО Оптайл	КТП
485	Курский РЭС	КТП-425.04-1/100 с/о "Строитель"	КТП
486	Курский РЭС	ТП-549 (425.04 63кВА с/о Строитель)	КТП
487	Курский РЭС	ТП-403(250кВа) ф.425.4 Гидромехстрой	КТП
488	Курский РЭС	КТП-425.04-2/100 с/о "Строитель"	КТП
489	Курский РЭС	ЗТП-403.19-14/2х400 Туббольница(АРЕНДА)	ЗТП
490	Курский РЭС	КТП-425.06-1/100 с/о Волнана, Строитель	КТП
491	Курский РЭС	СКТП № 689 (63кВа) снт "Приморское"	КТП
492	Курский РЭС	СКТП 711 (160кВА) 425.06 снт "Химфарм"	КТП
493	Курский РЭС	СКТП 712 (160кВА) 425.06 снт "Химфарм"	КТП
494	Курский РЭС	СТП 721 (63кВА) 425.6 снт"Строитель"	СТП
495	Курский РЭС	СТП - 715 (40 кВА) 425.06 СНТ Приморско	СТП
496	Курский РЭС	КТП-425.06-2/100 СНТ "Химфарм"	КТП
497	Курский РЭС	КТП-425.06-3/100 с/о "Приморское"	КТП
498	Курский РЭС	КТП-425.06-4/100 с/о "Химфарм"	КТП
499	Курский РЭС	КТП-425.06-5/100 с/о "Химфарм"	КТП
500	Курский РЭС	КТП-425.06-7/100 СНТ "Химфарм"	КТП
501	Курский РЭС	КТП-425.06-6/100 СНТ "Химфарм"	КТП
502	Курский РЭС	КТП-425.06-8/100 с/о "Лазурный"	КТП

503	Курский РЭС	КТП-425.06-9/160 п.Щетинка	КТП
504	Курский РЭС	КТП №669 100кВА ф.425.06	КТП
505	Курский РЭС	СТП 684 (25кВа) ф.425.6 с/т Лазурный	СТП
506	Курский РЭС	СКТП № 688 (100кВа) снт "Приморское"	КТП
507	Курский РЭС	КТП-425.06-10/160 п.Щетинка	КТП
508	Курский РЭС	КТП-425.06-11/160 п.Щетинка	КТП
509	Курский РЭС	СТП-718 (25 кВА)427.01Метеорадар д.Чаплы	СТП
510	Курский РЭС	КТП-648 (63кВа) ф427.1 СНТ "Биолог"	КТП
511	Курский РЭС	КТП-427.01- 1/100 пекарня	КТП
512	Курский РЭС	КТП-425 (427.01-10/160 д.Сосково)	КТП
513	Курский РЭС	КТП-426 (427.01-11/160 д.Глебово)	КТП
514	Курский РЭС	КТП-427 (427.01-12/100 д.Денисово)	КТП
515	Курский РЭС	КТП-428 (427.01-13/100 д.Богданово)	КТП
516	Курский РЭС	КТП-433 (427.01-21/250 д. Чаплыгино)	КТП
517	Курский РЭС	ЗТП-432 (427.01-20/160 д. Чаплыгино)	ЗТП
518	Курский РЭС	КТП-429 (427.01-14/100 Церковь)	КТП
519	Курский РЭС	КТП-431 (427.01-16/100 д. Чаплыгино)	КТП
520	Курский РЭС	КТП-434 (427.01-24/63 д.Волобуево)	КТП
521	Курский РЭС	КТП-435(427.01-25/100 д.1-е Курасово)	КТП
522	Курский РЭС	МТП-417 (427.01-2/100 д.Березник)	МТП
523	Курский РЭС	СТП №562 (63 кВА) 427.01 снт "Биолог"	СТП
524	Курский РЭС	ТП-585 с/о "Русское поле"	КТП
525	Курский РЭС	СКТП-640 (100 кВа) ул. Полевая	КТП
526	Курский РЭС	СТП 735 (63кВА) 427.01 снт"Биолог"	СТП
527	Курский РЭС	КТП-427.01- 3/160 дачи	КТП
528	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №835 (63кВа) 427.01 Рус.поле	СТП
529	Курский РЭС	КТП-427.01- 4/100 с/о "Верховье"	КТП
530	Курский РЭС	КТП-427.01- 6/160 с/о " Русское поле"	КТП
531	Курский РЭС	КТП-427.01- 27/160 с/о "Биолог"	КТП
532	Курский РЭС	КТП-424 (427.01-9/100 х.Пашин)	КТП
533	Курский РЭС	КТП-438 (427.01-28/100 д.Мошкино)	КТП
534	Курский РЭС	СТП - 609 (25кВа) ф.427.1 Чаплыгино	СТП
535	Курский РЭС	КТП-427.01- 5/250 с/о "Соловушка"	КТП
536	Курский РЭС	КТП-427.01- 8/63 с/о " Биолог".	КТП
537	Курский РЭС	КТП-430 (427.01-15/100 д. Чаплыгино)	КТП
538	Курский РЭС	ТП - 598 (63кВа) СНТ "Верховье" ф. 427.1	КТП
539	Курский РЭС	ТП-423 (427.01-7/160 Овсянниково)	КТП
540	Курский РЭС	ТП-568 (100кВа) д.Татаренково (427.06)	КТП
541	Курский РЭС	КТП-647 (ф.427.6) 160кВа д.Татаренково	КТП
542	Курский РЭС	СКТП 675 (250кВа) ф.427.6 Московский	КТП
543	Курский РЭС	СТП 743(63кВА) 427.06 д.Татаренково	СТП
544	Курский РЭС	ЗТП-427.06-5/2х160 Холодильник	ЗТП
545	Курский РЭС	КТП-446 (427.06-8/160 Мастерские)	КТП
546	Курский РЭС	КТП-445 (427.06-7/160) д.Татаренково	КТП
547	Курский РЭС	КТП-444 (427.06-6/160 Детский сад)	КТП
548	Курский РЭС	КТП-447 (427.06-9/100)ГАИ	КТП

549	Курский РЭС	КТП-427.06-14/100 АЗС 514 км	КТП
550	Курский РЭС	КТП-427.06-14/100 АЗС	КТП
551	Курский РЭС	КТП 448-427.06-10/100 Склады	КТП
552	Курский РЭС	КТП-427.13-2/100 Свалка	КТП
553	Курский РЭС	КТП-427.13-5/160 с/о "Ивушка"	КТП
554	Курский РЭС	КТП №465 (427.13-10/250 МТФ)	КТП
555	Курский РЭС	ТП-597(25кВа) ООО"Строй Интер" ф.427.13	КТП
556	Курский РЭС	КТП-457 (427.13-1/100 с/о "Мичуринец")	КТП
557	Курский РЭС	КТП-460 (427.13-4/160 д.Сотниково)	КТП
558	Курский РЭС	КТП-463 (427.13-8/63 х.Реут)	КТП
559	Курский РЭС	КТП-464 (427.13-9/160 д.2-е Курасово Ток	КТП
560	Курский РЭС	КТП-466 (427.13-11/160 д.2-е Курасово)	КТП
561	Курский РЭС	СТП №762 (160кВА) 427.16 д.Татаренково	СТП
562	Курский РЭС	ЗТП-427.16-1/2х160 (467)п.Искра	ЗТП
563	Курский РЭС	КТП №770 (160кВА) 427.16 "МТС"	КТП
564	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №769 427.16 ИП Проскурин	СТП
565	Курский РЭС	СКТП № 708 (100кВа) 427.16 пр.Дериглазов	КТП
566	Курский РЭС	СКТП 731 (630кВА) 427.16 ООО "СовтестАТЕ	КТП
567	Курский РЭС	СКТП 741(100кВА) 427.16 п.Искра многоэта	КТП
568	Курский РЭС	СТП №754 (63кВА) 427.16 д.Татаренково	СТП
569	Курский РЭС	КТП-469 (427.16-3/100 с/о "Зелёная роща"	КТП
570	Курский РЭС	КТП-427.06-13/400 с/о "Мичуринец"	КТП
571	Курский РЭС	КТП-427.06-15/63 ГСК	КТП
572	Курский РЭС	КТП-427.06-16/250 Кладбище	КТП
573	Курский РЭС	ЗТП-427.06-17/2х630 ОАО Курские строймат	ЗТП
574	Курский РЭС	КТП-441 (427.16-2/160 п.Юность)	КТП
575	Курский РЭС	КТП-427.06-11/2х160 РГСУ	КТП
576	Курский РЭС	ТП-550 400кВа д.Татаренково(427.6-18/100	КТП
577	Курский РЭС	КТП-427.16-2/100 с/о "Соловушка"	КТП
578	Курский РЭС	КТП 427.16-4/40 п.Искра ТП560	КТП
579	Курский РЭС	СТП - 639 25кВА ф.427.6	СТП
580	Курский РЭС	СТП - 658 ф.427.16 ИП Азаров	СТП
581	Курский РЭС	КТП-655 (25кВа) ф427.16	КТП
582	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №838 (63кВа) 427.16	СТП
583	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №839 (63кВа) 427.16	СТП
584	Курский РЭС	КТП-10 кВ №771 (160 кВА) ф. 438.02	КТП
585	Курский РЭС	ЗТП-10кВ №489 438.02 Инкубатор	ЗТП
586	Курский РЭС	ЗТП-10кВ №490 438.02	ЗТП
587	Курский РЭС	КТП-438.07-1/400 (491) д.В.Медведица	КТП
588	Курский РЭС	СКТП 730(63кВА) 438.07 д.Хмелевая	КТП
589	Курский РЭС	КТП-438.07- 6/40 Автостоянка	КТП
590	Курский РЭС	КТП-493 (438.07-3/100 д.В.Медведица)	КТП
591	Курский РЭС	КТП-492 (438.07-2/63 вод.башня)	КТП
592	Курский РЭС	КТП-438.07- 7/40 Освещение дороги	КТП
593	Курский РЭС	КТП-495 (438.07-5/160 д.Конево)	КТП
594	Курский РЭС	КТП-494 (438.07-4/100 д.Хмелевое)	КТП

595	Курский РЭС	ТП-596 (40кВа) ф.438.7 (Чуйков)	КТП
596	Курский РЭС	КТП-653 63кВа 438.07	КТП
597	Курский РЭС	КТП-10 кВ №450 (400кВа) 438.07 Фестиваль	КТП
598	Курский РЭС	СТП 10/0,4 кВ №636/25кВа 438.09	СТП
599	Курский РЭС	КТП-501 (438.09-6/160 Спецгазстрой)	КТП
600	Курский РЭС	КТП №497 (438.09-1/250 Пилорама)	КТП
601	Курский РЭС	КТП-438.09-16/160 с/о "Росинка"	КТП
602	Курский РЭС	КТП-438.09-14/160 с/о "Росинка"	КТП
603	Курский РЭС	КТП-438.09-7/40 Реком	КТП
604	Курский РЭС	КТП-438.09-10/25 Теле-2	КТП
605	Курский РЭС	КТП №504 (438.09-9/160 д.Полянский бок)	КТП
606	Курский РЭС	СТП 668 (63кВа) ф.438.9 снт "Росинка"	СТП
607	Курский РЭС	СТП № 686 (63кВа) 438.09 с\т Ласточка	СТП
608	Курский РЭС	СТП 744(63кВа) 438.09 снт Росинка	СТП
609	Курский РЭС	КТП-10 кВ №800(250кВа) 438.09 В.Медведиц	КТП
610	Курский РЭС	КТП-438.09-19/160 с/о "Рассвет"	КТП
611	Курский РЭС	КТП-438.09-18/100 с/о "1-ое Мая"	КТП
612	Курский РЭС	КТП-500 (438.09-5/63 д.Пузановка)	КТП
613	Курский РЭС	КТП-438.09-3/63 с/о "1-ое Мая"	КТП
614	Курский РЭС	КТП-438.09-4/63 с/о "1-ое Мая"	КТП
615	Курский РЭС	КТП-503 (438.09-8/160 д.Нижняя Медведица	КТП
616	Курский РЭС	КТП-438.09-19/25 д.В.Медведица котельная	КТП
617	Курский РЭС	ТП-507 ф. 438.14 (12/100 с/о "Пруды")	КТП
618	Курский РЭС	КТП438.09-11/160(506) д.Нижняя Медведица	КТП
619	Курский РЭС	КТП-438.09-17/160 с/о "1-ое Мая"	КТП
620	Курский РЭС	КТП-438.09-20/160 с/о "1-ое Мая"	КТП
621	Курский РЭС	КТП-438.09-13/160 с/о "Росинка"	КТП
622	Курский РЭС	КТП-510 (438.09-15/100 х.Пашин)	КТП
623	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №790 438.14 д.Татаренково	СТП
624	Курский РЭС	ТП-517 ф. 438.14 (1/63 с/о "Ласточка")	КТП
625	Курский РЭС	ТП-518 ф. 438.14 (2/100 с/о "Ласточка")	КТП
626	Курский РЭС	ТП-526 ф. 438.14 (7/160 Рыбхоз)	КТП
627	Курский РЭС	ТП-525 ф. 438.14 (6/160 д.Александровка)	КТП
628	Курский РЭС	ТП-521 ф. 438.14 (5/160 х.Журавлин)	КТП
629	Курский РЭС	ТП-559 ф.438.14 63 ОАО Курск кож комп	КТП
630	Курский РЭС	ТП-527 ф. 438.14 (8/100 Склады)	КТП
631	Курский РЭС	ТП-525 И.П. Поляков	КТП
632	Курский РЭС	СТП №671 25кВа ф.438.14 с/т "1 мая"	СТП
633	Курский РЭС	СТП № 687 (25кВа) 478.11 д.Курица	СТП
634	Курский РЭС	КТП-10 кВ №-776 Упр.а/магистрали	КТП
635	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №799 (63кВа) рыбхоз"Спутник"	СТП
636	Курский РЭС	КТП-478.11-9/63 ДРСУ, д.Курица	КТП
637	Курский РЭС	КТП-478.11-14/160 д.1-е Шемякино	КТП
638	Курский РЭС	КТП-478.11-17/100 д.Ивановка	КТП
639	Курский РЭС	КТП-478.11-18/100 д.Ивановка	КТП
640	Курский РЭС	КТП-478.11-1/100 д.Нижняя Заболоть	КТП

641	Курский РЭС	КТП-478.11-2/100 д.Нижняя Заболоть	КТП
642	Курский РЭС	КТП-478.11-3/63 д.Верхняя Заболоть	КТП
643	Курский РЭС	КТП-478.11-20/40 МегаФон	КТП
644	Курский РЭС	КТП-478.11-6/40 Летний лагерь	КТП
645	Курский РЭС	КТП-478.11-4/25 Билайн	КТП
646	Курский РЭС	СКТП-478.11-8/160 д.Курица	КТП
647	Курский РЭС	КТП-478.11-11/100 д.2-е Шемякино водокач	КТП
648	Курский РЭС	КТП-478.11-12/250 д.2-е Шемякино	КТП
649	Курский РЭС	КТП-478.11-15/63 д.1-е Шемякино	КТП
650	Курский РЭС	КТП-478.11-16/160 д.1-е Шемякино школа	КТП
651	Курский РЭС	КТП-478.12-2/40 х.Шпилек	КТП
652	Курский РЭС	КТП-478.12-3/63 д.Бартенево	КТП
653	Курский РЭС	КТП-478.12-4/63 х.Калинов	КТП
654	Курский РЭС	СКТП-412.07-3/400 МТФ	КТП
655	Курский РЭС	СТП - 652 (25кВа) ф.414.01 с-т Вишенка	СТП
656	Курский РЭС	КТП-414.01-9/160	КТП
657	Курский РЭС	КТП-414.01-10/160 с/о "Золотая осень"	КТП
658	Курский РЭС	КТП-414.01-11/63 (потребительское)	КТП
659	Курский РЭС	КТП-414.01-12/250 с/о "Золотая осень"	КТП
660	Курский РЭС	КТП-414.01-8/160 ЗТП СТФ	КТП
661	Курский РЭС	ЗТП-414.1-1/2х250 ип Стариков	ЗТП
662	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №804(63кВа) 414.01 Гремячка	СТП
663	Курский РЭС	КТП-414.01-15/160 д.Гремячка	КТП
664	Курский РЭС	КТП-414.01-14/100 х.Черников бок	КТП
665	Курский РЭС	КТП-414.01-2/250 с/о "Вишенка"	КТП
666	Курский РЭС	КТП-414.01-ТП-591 ст Вишенка	КТП
667	Курский РЭС	МТП-10 кВ 414.1 581/25кВа "Урожай"Руцкой	МТП
668	Курский РЭС	КТП-414.01-3/100 с/о "Курск"	КТП
669	Курский РЭС	КТП 664 ф.414.01 снт "Вишенка" 25кВа	КТП
670	Курский РЭС	КТП 683 ф.414.01 снт "Золот.осень" 63кВа	КТП
671	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №803 (25кВа) 414.01 Вишенка	СТП
672	Курский РЭС	ТП-098 414.01 д. Гремячка	КТП
673	Курский РЭС	КТП-414.01-5/2х400 ип Панков	КТП
674	Курский РЭС	КТП-414.01-4/160 с/о "Вишенка"	КТП
675	Курский РЭС	КТП-414.01-16/100 с/о "Урожай"	КТП
676	Курский РЭС	КТП-414.16-2/63 Насосная	КТП
677	Курский РЭС	СКТП-422.14-6/160 ул.Авиационная	КТП
678	Курский РЭС	СТП - 650 (25кВа) ф.422.14 п.Юбилейный	СТП
679	Курский РЭС	СКТП 738(160кВа) 422.14 ООО"Курск.элект"	КТП
680	Курский РЭС	КТП-10 кВ №806 (100кВа) 422.14 п.Юбилейн	КТП
681	Курский РЭС	КТП-10 кВ №818 (160кВа) 422.14 ТСК Веста	КТП
682	Курский РЭС	КТП-422.14-2/100 АЗС	КТП
683	Курский РЭС	СКТП-422.14-3/400 п.Юбилейный(котельная)	КТП
684	Курский РЭС	СКТП-422.14-4/250 2-я Цветочная,Стр.маг.	КТП
685	Курский РЭС	КТП-422.14-1/250 Водокачка	КТП
686	Курский РЭС	СКТП-422.14-5/400 1,2,3-я ул. Молодёжная	КТП

687	Курский РЭС	ЗТП-423.04-3/400 СТФ	ЗТП
688	Курский РЭС	КТП 423.04 2/160 д. Безлестное 342	КТП
689	Курский РЭС	СТП 10/0,4 кВ №638/63 кВА 424.08	СТП
690	Курский РЭС	КТП-424.08-1/100 Букреевская школа	КТП
691	Курский РЭС	КТП-424.08-11/100 (394) д.Малахово	КТП
692	Курский РЭС	СКТП 749(63кВА) 424.08 д.Букреевка	КТП
693	Курский РЭС	КТП-386 (424.08-2/100 д.Куркино)	КТП
694	Курский РЭС	КТП-387 (424.08-3/100 д.Куркино)	КТП
695	Курский РЭС	КТП-392 424.08-8/250 с/о "Рассвет"	КТП
696	Курский РЭС	КТП-424.08-4/100 с/о "Железнодорожник"	КТП
697	Курский РЭС	КТП-390 (424.08-6/100 д.Волобуево почта)	КТП
698	Курский РЭС	КТП-396 424.08-13/160 с/о "Рассвет"	КТП
699	Курский РЭС	КТП-397 (424.08-14/100 Быт Гребеньков)	КТП
700	Курский РЭС	КТП-424.08-5/100 с/о "Железнодорожник"	КТП
701	Курский РЭС	КТП-424.08-7/100 д.Волобуево	КТП
702	Курский РЭС	КТП-398 (424.08-15/63 д.Староверовка)	КТП
703	Курский РЭС	КТП-395 424.08 д.Малахово	КТП
704	Курский РЭС	ТП-551 40кВ, 424.8 д. Малахово (Мурсало)	КТП
705	Курский РЭС	КТП-424.08-9/160 с/о "Связист"	КТП
706	Курский РЭС	КТП-399 424.08-16/160 Водокачка	КТП
707	Курский РЭС	КТП 661 ф.424.08 снт "Рассвет-2" 63кВа	КТП
708	Курский РЭС	СТП № 697 (63кВа) 424.08 "Рассвет-2"	СТП
709	Курский РЭС	СКТП № 699 (250кВа) 424.08 ж/д Станция	КТП
710	Курский РЭС	СКТП № 710 (250кВа) 424.8 Котеджный посе	КТП
711	Курский РЭС	СТП - 629 (16кВа) ф.424.08	СТП
712	Курский РЭС	СТП №670 63кВа ф.424.08	СТП
713	Курский РЭС	ЗТП-10кВ №774 438.01 "Грибная радуга"	ЗТП
714	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №825 (63кВа) 438.01	СТП
715	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №833 63кВа 438.18	СТП
716	Курский РЭС	СТП - 10 кВ №845 (63кВа) 438.18 Хмелевая	СТП
717	Курский РЭС	ЗТП-10кВ №775 438.18 "Грибная радуга"	ЗТП
718	Курский РЭС	КТП-531 (487.08-4/100 Голубицкое)	КТП
719	Курский РЭС	КТП-530 (487.08-3/160 Голбицкое)	КТП
720	Курский РЭС	КТП-534 (487.08-8/100 ул. Центральная)	КТП
721	Курский РЭС	КТП-532 (ф.487.08-5/160) д.Чибисовка	КТП
722	Курский РЭС	КТП-533 (487.08-6/250 СТФ)	КТП
723	Курский РЭС	КТП-537 (ф.487.08) Магазин Дубрава	КТП
724	Курский РЭС	КТП-538 (487.08-12/250 Школа)	КТП
725	Курский РЭС	КТП-535 (487.08-9/100 ул. Гаражная)	КТП
726	Курский РЭС	КТП-536 (487.08-10/160 ЦУ пром)	КТП
727	Курский РЭС	КТП-660 (100кВа)ф.487.08	КТП
728	Курский РЭС	КТП-528 (ф.487.08) д.Соловьёвка	КТП
729	Курский РЭС	КТП-487.08-2/400 д/о Черняховского	КТП
730	Курский РЭС	КТП-539 (487.08-13/100 ул. Комсом)	КТП
731	Курский РЭС	СКТП-6кВ 411.51-3/400 Жил.дома Ворошнево	КТП
732	Курский РЭС	СКТП-6кВ 411.51-1/160 Ижмашсервис	КТП

733	Курский РЭС	КТП-6кВ 411.51-17/40 ООО "Крокус"	КТП
734	Курский РЭС	КТП-6кВ 604 (411.51-18/100)	КТП
735	Курский РЭС	КТП-6кВ 411.51-9/100 ул. Тепличная	КТП
736	Курский РЭС	ТП 617(160кВа) ф.411.51 курскметал	КТП
737	Курский РЭС	КТП-6кВ 411.51-2/630 Жил. дома Ворошнево	КТП
738	Курский РЭС	КТП-6кВ 411.51-16/25 Реком пром	КТП
739	Курский РЭС	СКТП-6кВ 411.51-4/250 Ток	КТП
740	Курский РЭС	КТП-6кВ 411.51-13/100 АЗС № 20	КТП
741	Курский РЭС	ТП-008 (СТП-411.51-8/40 ул. Сосновская)	СТП
742	Курский РЭС	ТП-005 (411.51-5/160 ул. Газопроводская)	КТП
743	Курский РЭС	КТП-6кВ 411.51-14/250 РБУ ГРИНН пром	КТП
744	Курский РЭС	КТП-010 (411.51-10/100 ул. Мосолова)	КТП
745	Курский РЭС	КТП-6кВ 411.51-15/250 ип Рыжов	КТП
746	Курский РЭС	СКТП 740(250кВА) 411.51 ООО "Качко"	КТП
747	Курский РЭС	СТП № 709 (63кВа) 411.51 ГСК 17	СТП
748	Курский РЭС	СКТП № 693 (250кВа) 411.51 Ов. база	КТП
749	Курский РЭС	ЗТП-411.06-1/2х400 ЗТП УПТК	ЗТП
750	Курский РЭС	КТП-6кВ 411.51-11/100 ул. Коноплянка	КТП
751	Курский РЭС	КТП-6кВ 411.51-12/250 ул. Широкая	КТП
752	Курский РЭС	КТП-10 кВ №837 2*630 411.51 Газпром	КТП
753	Курский РЭС	СТП - 6 кВ №826 (25кВа) 411.51 Ворошнево	СТП
754	Курский РЭС	КТП-681 (160 кВа) ф.74.5 п. Ворошнево	КТП
755	Курский РЭС	СТП №667 63кВа ф.74.05 Ворошнево освещен	СТП
756	Курский РЭС	КТП-006 (74.05 6/250 ул. Ватутина)	КТП
757	Курский РЭС	СКТП-680 (100 кВа) ф.74.5 п. Ворошнево	КТП
758	Курский РЭС	КТП-411.51-7/160 ул. Белинского	КТП
759	Курский РЭС	ТП-058 ПО "Бесединское" Полевая	КТП
760	Курский РЭС	ТП-072 Полевая-"Жаренков"	КТП
761	Курский РЭС	ТП-076 Колодное-переезд	КТП
762	Курский РЭС	ТП-079 Колодное-"Гаркай"	КТП
763	Курский РЭС	ТП-080 Колодное - "Коровин"	КТП
764	Курский РЭС	ТП-081 Б. Шумаково	КТП
765	Курский РЭС	ТП-083 Б. Шумаково-клуб	КТП
766	Курский РЭС	ТП-089 М. Шумаково л/л	КТП
767	Курский РЭС	ТП-199 Шумаково школа	КТП
768	Курский РЭС	ТП-337 СКЗ (П)	КТП
769	Курский РЭС	ЗТП - 301/2х400 Химагросервис (П)	ЗТП
770	Курский РЭС	КТП №365 ССС "Реком" (П)	КТП
771	Курский РЭС	КТП №367 ССС "Билайн" (П)	КТП
772	Курский РЭС	КТП №369 ГУГК	КТП
773	Курский РЭС	КТП 170 Ц. У. Клюква школа	КТП
774	Курский РЭС	КТП 364 ССС п. Дурнево (П)	КТП
775	Курский РЭС	КТП № 162 Клюква МТФ	КТП
776	Курский РЭС	КТП № 164 Дурнево-магазин	КТП
777	Курский РЭС	КТП № 165 Дурнево	КТП
778	Курский РЭС	КТП № 167 Клюква	КТП

779	Курский РЭС	КТП №166 Топоровка	КТП
780	Курский РЭС	КТП №168 Рышково клуб	КТП
781	Курский РЭС	КТП №169 Скважина МТФ	КТП
782	Курский РЭС	КТП №171 Мелзавод, скважина	КТП
783	Курский РЭС	КТП №175 Н. дома Звягинцево	КТП
784	Курский РЭС	КТП №176 Якунино-быт	КТП
785	Курский РЭС	КТП №356 АЗС (П)	КТП
786	Курский РЭС	КТП №363 скважина ООО "Эльм"	КТП
787	Курский РЭС	КТП №366 ГК "Импульс"	КТП
788	Курский РЭС	КТП №368 ГУГК	КТП
789	Курский РЭС	КТП №370 ГУГК "Сейм" (П)	КТП
790	Курский РЭС	КТП №372 Жилой дом Клюква мел. завод	КТП
791	Курский РЭС	КТП №378	КТП
792	Курский РЭС	КТП - 144 Котовец "Баланина"	КТП
793	Курский РЭС	КТП - 150 Беседино "Некрасов"	КТП
794	Курский РЭС	КТП - 152 Беседино Крехова	КТП
795	Курский РЭС	КТП - 154 Кутепоово	КТП
796	Курский РЭС	КТП - 158 Алябьево "Алота"	КТП
797	Курский РЭС	КТП - 161 Кувшиново	КТП
798	Курский РЭС	КТП - 351 Беседино-школа	КТП
799	Курский РЭС	КТП - 361 Пятков (П)	КТП
800	Курский РЭС	КТП -350 Лесхоз	КТП
801	Курский РЭС	КТП -352 Ващенко	КТП
802	Курский РЭС	КТП -354 ООО Любойл - АЗС (П)	КТП
803	Курский РЭС	КТП 036 Барышниково-магазин	КТП
804	Курский РЭС	КТП 037 Барышниково-столовая	КТП
805	Курский РЭС	КТП 038 Муравлёво	КТП
806	Курский РЭС	КТП 039 Зорино	КТП
807	Курский РЭС	КТП 041 Лисово	КТП
808	Курский РЭС	КТП 042 Лисово н. дома	КТП
809	Курский РЭС	КТП 043 Лисово	КТП
810	Курский РЭС	КТП 044 Лисово	КТП
811	Курский РЭС	КТП 045 Дёмино	КТП
812	Курский РЭС	КТП 046 Выворотково	КТП
813	Курский РЭС	КТП 047 Выворотково л/ л	КТП
814	Курский РЭС	КТП 10/0,4 кВ №190/160 д.Звягинцево	КТП
815	Курский РЭС	КТП 126.11 2/250 Ц.У. Барышниково ток	КТП
816	Курский РЭС	КТП 126.11 3/160 Х/Ф "Восток"	КТП
817	Курский РЭС	КТП 126.11 4/160 Лисово-скважина, СТФ	КТП
818	Курский РЭС	КТП 128.13 1/160 Полевая-Бабай	КТП
819	Курский РЭС	КТП 128.13 2/40 Майково л/л	КТП
820	Курский РЭС	КТП 128.13 3/63 Майково	КТП
821	Курский РЭС	КТП 128.13 4/2х400 МТФ Майково	КТП
822	Курский РЭС	КТП 128.13 5/100 Хвостово	КТП
823	Курский РЭС	КТП 128.17 1/63 Полевая-горка	КТП
824	Курский РЭС	КТП 128.17 10/63 Грязное	КТП

825	Курский РЭС	КТП 128.17 12/40 ф/х Новый путь	КТП
826	Курский РЭС	КТП 128.17 16/63 Собачёвка-роговка	КТП
827	Курский РЭС	КТП 128.17 18/25 СКЗ (П)	КТП
828	Курский РЭС	КТП 128.17 2/25 ССС Билайн (П)	КТП
829	Курский РЭС	КТП 128.17 3/250 СТФ "Эльдекор" (П)	КТП
830	Курский РЭС	КТП 128.17 4/100 МТФ Полевская МТС	КТП
831	Курский РЭС	КТП 128.17 5/100 Кизилово-магазин	КТП
832	Курский РЭС	КТП 128.17 6/100 МТФ Кизилово	КТП
833	Курский РЭС	КТП 128.17 9/250 Гуторово-ток	КТП
834	Курский РЭС	КТП 128.4 1/160 Полевая "Воробьёв"	КТП
835	Курский РЭС	КТП 128.4 12/2х160 Полевая-лицей (П)	КТП
836	Курский РЭС	КТП 128.4 2/100 Полевая-лицей (П)	КТП
837	Курский РЭС	КТП 128.8 1/63 ТСН-2	КТП
838	Курский РЭС	КТП 128.8 2/100 Беседино-МСО (АЗС) (П)	КТП
839	Курский РЭС	КТП 129.13 9/160 ЧП Башкеев (П)	КТП
840	Курский РЭС	КТП 129.16 8/100 Котовец склад	КТП
841	Курский РЭС	КТП 176.209 1/100 С/О Берёзка уч-к 1	КТП
842	Курский РЭС	КТП 176.209 2/100 С/О Берёзка уч-к 2	КТП
843	Курский РЭС	КТП 176.209 3/100 Халино-лог	КТП
844	Курский РЭС	КТП 176.209 4/100 Халино пасека	КТП
845	Курский РЭС	КТП 176.209 5/100 Халино	КТП
846	Курский РЭС	КТП 176.209 6/100 С/О Берёзка уч-к 3	КТП
847	Курский РЭС	КТП 176.209 7/100 С/О Берёзка уч-к 4	КТП
848	Курский РЭС	КТП 176.209 9\100 Халино-лог-2	КТП
849	Курский РЭС	КТП 226 Рышковские болота	КТП
850	Курский РЭС	КТП 236	КТП
851	Курский РЭС	КТП 237	КТП
852	Курский РЭС	КТП 318 Лисово школа	КТП
853	Курский РЭС	КТП 320 Выворотково МТФ	КТП
854	Курский РЭС	КТП 381	КТП
855	Курский РЭС	КТП 383	КТП
856	Курский РЭС	КТП №-116 Рыжая Лошадь Беседино	КТП
857	Курский РЭС	КТП №174 Звягинцево-лог	КТП
858	Курский РЭС	КТП- 007 Водяное	КТП
859	Курский РЭС	КТП- 008/160 I-Винниково	КТП
860	Курский РЭС	КТП- 019 Липовец-магазин	КТП
861	Курский РЭС	КТП- 021 Быт п. Малиновый	КТП
862	Курский РЭС	КТП- 206 Ромашка	КТП
863	Курский РЭС	КТП- 304/315+180 ХПП	КТП
864	Курский РЭС	КТП- 307 Водяное МТФ	КТП
865	Курский РЭС	КТП- 310 Киевская русь	КТП
866	Курский РЭС	КТП-- 385 Освещение дороги (П)	КТП
867	Курский РЭС	КТП-009 Богдановка	КТП
868	Курский РЭС	КТП-011 Каменка	КТП
869	Курский РЭС	КТП-012 Харламовка	КТП
870	Курский РЭС	КТП-013 Виногробль-ток	КТП

871	Курский РЭС	КТП-014 Виногробль-школа	КТП
872	Курский РЭС	КТП-018 Липовец м/м	КТП
873	Курский РЭС	КТП-10 кВ 176.120 2/400 Подлесный	КТП
874	Курский РЭС	КТП-10 кВ 221 Дурнево новинка	КТП
875	Курский РЭС	КТП-10 кВ 223	КТП
876	Курский РЭС	КТП-10 кВ 358 Фермер потр	КТП
877	Курский РЭС	КТП-109 Троица-школа	КТП
878	Курский РЭС	КТП-173 Клюква новые дома	КТП
879	Курский РЭС	КТП-184	КТП
880	Курский РЭС	КТП-189 Дергачев мак. цех	КТП
881	Курский РЭС	КТП-195 13-район Беседино	КТП
882	Курский РЭС	КТП-305 ПС "Сеймская" (П)	КТП
883	Курский РЭС	КТП-346	КТП
884	Курский РЭС	МТП - 216 Латышев	МТП
885	Курский РЭС	МТП-10 кВ 217	МТП
886	Курский РЭС	СКТП - 185 Звягинцево нов. поселок	КТП
887	Курский РЭС	СКТП - 10 кВ -187 СТО Арен п. Подлесный	КТП
888	Курский РЭС	СКТП 176.120 1/100 Подлесный	КТП
889	Курский РЭС	СКТП-191 ур. Лиманы	КТП
890	Курский РЭС	СКТП-242	КТП
891	Курский РЭС	СТП - 183 Подлесный мак	СТП
892	Курский РЭС	СТП - 198 Липовец	СТП
893	Курский РЭС	СТП - 208 Берёзка 2	СТП
894	Курский РЭС	СТП - 10 кВ 209 Остров	СТП
895	Курский РЭС	СТП - 10 кВ 210 Клюква "за АЗС"	СТП
896	Курский РЭС	СТП - 10 кВ 211 Гуторово за школой	СТП
897	Курский РЭС	СТП - 10 кВ 214 Дурнево-ручей	СТП
898	Курский РЭС	СТП - 145 Котовец Лавлин	СТП
899	Курский РЭС	СТП - 146 Котовец Маклан	СТП
900	Курский РЭС	СТП - 147 котовец Крыгин	СТП
901	Курский РЭС	СТП - 148 Котовец Сохин	СТП
902	Курский РЭС	СТП - 176.209 10/63 СО Березка	СТП
903	Курский РЭС	СТП - 193 Ковальский	СТП
904	Курский РЭС	СТП - 194 Постоялые скважина.	СТП
905	Курский РЭС	СТП - 203 Харский	СТП
906	Курский РЭС	СТП - 212 Гнида	СТП
907	Курский РЭС	СТП - 228 Кедровская	СТП
908	Курский РЭС	СТП - 240	СТП
909	Курский РЭС	СТП - 241	СТП
910	Курский РЭС	СТП - 243	СТП
911	Курский РЭС	СТП- 238	СТП
912	Курский РЭС	ТП -006 II-Винниково	КТП
913	Курский РЭС	ТП -339 ИП Воронцов	КТП
914	Курский РЭС	ТП 002 х. Семидесный	КТП
915	Курский РЭС	ТП 003 Отрешково	КТП
916	Курский РЭС	ТП 004 Отрешково-2	КТП

917	Курский РЭС	ТП 016 Игначёвка-Обуховка	КТП
918	Курский РЭС	ТП 020 п. Малиновый-быт, школа	КТП
919	Курский РЭС	ТП 022 Ханок	КТП
920	Курский РЭС	ТП 026 С/О Полёт	КТП
921	Курский РЭС	ТП 028 Шагарово	КТП
922	Курский РЭС	ТП 030 Шагарово-Сортучасток	КТП
923	Курский РЭС	ТП 117 Беседино-пекарня	КТП
924	Курский РЭС	ТП 122 Карасёвка-Сокол	КТП
925	Курский РЭС	ТП 153 Беседино Ерохинские д.	КТП
926	Курский РЭС	ТП 219 Анненков	КТП
927	Курский РЭС	ТП 222 Ромашка	КТП
928	Курский РЭС	ТП 311 МТФ-ток	КТП
929	Курский РЭС	ТП - 001 Винниково ЗАВ-быт	КТП
930	Курский РЭС	ТП - 005 Постоялые двory	КТП
931	Курский РЭС	ТП - 024 С/О Заря	КТП
932	Курский РЭС	ТП - 027 Еськово	КТП
933	Курский РЭС	ТП - 031 Ноздрачёво-школа	КТП
934	Курский РЭС	ТП - 034 Ноздрачёво-почта	КТП
935	Курский РЭС	ТП - 074 дом Зубкова	КТП
936	Курский РЭС	ТП - 096 Писклово-сад	КТП
937	Курский РЭС	ТП - 098 СТФ Писклово	КТП
938	Курский РЭС	ТП - 099 Петровское-ток	КТП
939	Курский РЭС	ТП - 100 Петровское Пилорама	КТП
940	Курский РЭС	ТП - 101 Петровское-МТФ	КТП
941	Курский РЭС	ТП - 102 Камыши	КТП
942	Курский РЭС	ТП - 103 Б. Мальцево	КТП
943	Курский РЭС	ТП - 104 Петровское н. дома	КТП
944	Курский РЭС	ТП - 105 Безобразово	КТП
945	Курский РЭС	ТП - 107 Калиновка	КТП
946	Курский РЭС	ТП - 108 Петровское-магазин	КТП
947	Курский РЭС	ТП - 110 Троица Скважина	КТП
948	Курский РЭС	ТП - 111 Троица-магазин	КТП
949	Курский РЭС	ТП - 112 Троица	КТП
950	Курский РЭС	ТП - 115 х. Дубовец	КТП
951	Курский РЭС	ТП - 118 Беседино-ток	КТП
952	Курский РЭС	ТП - 119 Воронцово - н. дома	КТП
953	Курский РЭС	ТП - 120 Воронцово-быт	КТП
954	Курский РЭС	ТП - 121 Карасёвка	КТП
955	Курский РЭС	ТП - 123 Букреево-школа	КТП
956	Курский РЭС	ТП - 124 Букреево-ОТФ	КТП
957	Курский РЭС	ТП - 125 База РЭС (гараж)	КТП
958	Курский РЭС	ТП - 126 База РЭС (новая)	КТП
959	Курский РЭС	ТП - 127 Беседино сел/совет	КТП
960	Курский РЭС	ТП - 128 Беседино-Михалыч	КТП
961	Курский РЭС	ТП - 129 Шеховцово	КТП
962	Курский РЭС	ТП - 130 Шеховцово-клуб	КТП

963	Курский РЭС	ТП - 131 Шеховцово-скважина	КТП
964	Курский РЭС	ТП - 135 Котовец-СТФ	КТП
965	Курский РЭС	ТП - 136 Селиховка	КТП
966	Курский РЭС	ТП - 137 Грачёвка	КТП
967	Курский РЭС	ТП - 151 Беседино Папа.	КТП
968	Курский РЭС	ТП - 155 Чуйково	КТП
969	Курский РЭС	ТП - 156 Алябьево школа	КТП
970	Курский РЭС	ТП - 157 Алябьево Водозабор	КТП
971	Курский РЭС	ТП - 159 Беломестное	КТП
972	Курский РЭС	ТП - 160 п/п "Орлёнок"	КТП
973	Курский РЭС	ТП - 192 липовец	КТП
974	Курский РЭС	ТП - 205 Беломестное СТФ	КТП
975	Курский РЭС	ТП - 335 С/О "Звёздочка"	КТП
976	Курский РЭС	ТП - 340 СКЗ (П)	КТП
977	Курский РЭС	ТП - 341 СКЗ (П)	КТП
978	Курский РЭС	ТП - 342 КЭЧ (П)	КТП
979	Курский РЭС	ТП - 343 ф/х Молчанов (П)	КТП
980	Курский РЭС	ТП - 344 Беседино больница	КТП
981	Курский РЭС	ТП - 345 Беседино-больница	КТП
982	Курский РЭС	ТП - 347 ЧП Саньков (П)	КТП
983	Курский РЭС	ТП - 348 ССС Реком (П)	КТП
984	Курский РЭС	ТП - 357 С/О "Звёздочка"	КТП
985	Курский РЭС	ТП - 359 С/О "Звёздочка"	КТП
986	Курский РЭС	ТП - 362 Посёлок "Прохода" (П)	КТП
987	Курский РЭС	ТП -023 С/О Заря	КТП
988	Курский РЭС	ТП -025 С/О Полёт	КТП
989	Курский РЭС	ТП -032 л/лагерь	КТП
990	Курский РЭС	ТП -033 МТМ	КТП
991	Курский РЭС	ТП -035 Ноздрачёво	КТП
992	Курский РЭС	ТП -097 Писклово-магазин	КТП
993	Курский РЭС	ТП -106 Безобразово скважина	КТП
994	Курский РЭС	ТП -113 II-Писклово-горка	КТП
995	Курский РЭС	ТП -139 Афанасьев	КТП
996	Курский РЭС	ТП -140 Андрюшок	КТП
997	Курский РЭС	ТП -141 Пятерочка	КТП
998	Курский РЭС	ТП -163 Долгое-магазин	КТП
999	Курский РЭС	ТП -172 Звягинцево-лес	КТП
1000	Курский РЭС	ТП -188 Иванова	КТП
1001	Курский РЭС	ТП -207 Гуторово-толчек	КТП
1002	Курский РЭС	ТП -218 Берёзка Шиляков	КТП
1003	Курский РЭС	ТП -313 мельница ЧП "Мишин"	КТП
1004	Курский РЭС	ТП -360 С/О "Звёздочка"	КТП
1005	Курский РЭС	ТП 015 Виногробль	КТП
1006	Курский РЭС	ТП 029 Шагарово	КТП
1007	Курский РЭС	ТП 040 Ельково	КТП
1008	Курский РЭС	ТП 051 Полевая-Кулик	КТП

1009	Курский РЭС	ТП 052 Полевая-Лиманы	КТП
1010	Курский РЭС	ТП 095 Конорево Н.дома	КТП
1011	Курский РЭС	ТП 128.17-7/100 Кизилово-школа	КТП
1012	Курский РЭС	ТП 138 Беседино Клуб-ДСП	КТП
1013	Курский РЭС	ТП 142 Таран Беседино	КТП
1014	Курский РЭС	ТП 143 Беседино Ветлечебница	КТП
1015	Курский РЭС	ТП 180 Халино-магазин	КТП
1016	Курский РЭС	ТП 213 Кистанкин	КТП
1017	Курский РЭС	ТП 215	КТП
1018	Курский РЭС	ТП 227	КТП
1019	Курский РЭС	ТП 229	КТП
1020	Курский РЭС	ТП 231	КТП
1021	Курский РЭС	ТП 232	КТП
1022	Курский РЭС	ТП 300 Винниково-Ток	КТП
1023	Курский РЭС	ТП 319 Ц.У. ток	КТП
1024	Курский РЭС	ТП 380	КТП
1025	Курский РЭС	ТП 384 Освещение дорога	КТП
1026	Курский РЭС	ТП 386 Освещение дороги	КТП
1027	Курский РЭС	ТП № 389	КТП
1028	Курский РЭС	ТП №-049 Полевая-клуб	КТП
1029	Курский РЭС	ТП №-050 Полевая-м/пункт	КТП
1030	Курский РЭС	ТП №-053 Гуторово-школа	КТП
1031	Курский РЭС	ТП №-054 Гуторово-клуб	КТП
1032	Курский РЭС	ТП №-055 Гуторово-мельница	КТП
1033	Курский РЭС	ТП №186 База отдыха	КТП
1034	Курский РЭС	ТП- 303 ЧП Багаев (П)	КТП
1035	Курский РЭС	ТП- 010 Винниково школа	КТП
1036	Курский РЭС	ТП- 017 Новоселовка	КТП
1037	Курский РЭС	ТП- 114 Букреевская роща	КТП
1038	Курский РЭС	ТП- 133 Котовец-лес	КТП
1039	Курский РЭС	ТП-- 308 МТФ Липовец	КТП
1040	Курский РЭС	ТП-057 Полевая с/совет	КТП
1041	Курский РЭС	ТП-059 п. Зверосовхоз жил. дома	КТП
1042	Курский РЭС	ТП-073 Колодно-горка	КТП
1043	Курский РЭС	ТП-075 Колодное-скважина	КТП
1044	Курский РЭС	ТП-077 Колодное Клуб, школа	КТП
1045	Курский РЭС	ТП-078 Колодное л/л	КТП
1046	Курский РЭС	ТП-082 Б. Шумаково переезд	КТП
1047	Курский РЭС	ТП-084 Б. Шумаково-Новинка	КТП
1048	Курский РЭС	ТП-085 Ц.У. Шумаково	КТП
1049	Курский РЭС	ТП-086 Мармыжи новая	КТП
1050	Курский РЭС	ТП-087 Мармыжи	КТП
1051	Курский РЭС	ТП-088 М. Шумаково н. дома	КТП
1052	Курский РЭС	ТП-091 Заплава-магазин	КТП
1053	Курский РЭС	ТП-092 Заплава-скважина	КТП
1054	Курский РЭС	ТП-093 Заплава-школа	КТП

1055	Курский РЭС	ТП-094 Конорево-быт	КТП
1056	Курский РЭС	ТП-10кВ 306 ЧП Саньков	КТП
1057	Курский РЭС	ТП-132-Городище	КТП
1058	Курский РЭС	ТП-200 Подлесный Автодом	КТП
1059	Курский РЭС	ТП-204 Б. Шумаково	КТП
1060	Курский РЭС	ТП-239	КТП
1061	Курский РЭС	ТП-322 ООО "Благодатное" Нефтебаза	КТП
1062	Курский РЭС	ТП-324 Полевская МТС	КТП
1063	Курский РЭС	ТП-325 2/250+400 ХПП-Полевая	КТП
1064	Курский РЭС	ТП-326 Полевая-ток	КТП
1065	Курский РЭС	ТП-327 Полевская МТС м/м	КТП
1066	Курский РЭС	ТП-328 ПО "Курское" (П)	КТП
1067	Курский РЭС	ТП-329 Зверосовхоз (П)	КТП
1068	Курский РЭС	ТП-336 СКЗ (П)	КТП
1069	Курский РЭС	ТП-338 ССС Реком (П)	КТП