

«Утверждаю»
Первый заместитель директора
- главный инженер
филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»
 В.В. Плещев
« 10 » _____ 08 _____ 2020 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ №4938

на выполнение работ «под ключ» по проектированию и строительству объекта:
«Реконструкция: ПС 35/10кВ Григорьевское (инв.№ 11001704)
с заменой ТТ в ячейке №1 (2 шт.)
(реконструкция РУ 10кВ ПС 35/10кВ Григорьевское с заменой ТТ в ячейке №1 (2 шт.));
«Реконструкция: ВЛ-10КВ Ф6 ПС ГРИГОРЬЕВСКОЕ (инв.№ 3000789)
(реконструкция ВЛ 10 кВ №6 Михайловское ПС 35/10 кВ Григорьевское);
Строительство: КЛ-10 кВ №6 ПС 35/10 кВ Григорьевское
(строительство КЛ 10 кВ №6 ПС 35/10 кВ Григорьевское);
Строительство: ТП 1847 Ярспорт,
(строительство ТП 1847 Ярспорт, ВЛ 10 кВ №6 Михайловское
ПС 35/10 кВ Григорьевское).
Строительство: ВЛ-0,4 кВ №1 ТП 1847 Ярспорт
(строительство ВЛ 0,4 кВ №1 ТП 1847 Ярспорт ВЛ 10 кВ №6 Михайловское
ПС 35/10 кВ Григорьевское);
Строительство: ВЛ-0,4 кВ №2 ТП 1847 Ярспорт
(строительство ВЛ 0,4 кВ №2 ТП 1847 Ярспорт ВЛ 10 кВ №6 Михайловское
ПС 35/10 кВ Григорьевское);
Строительство: защитное ограждение ТП 1847 Ярспорт

для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств:
физкультурно-реабилитационный центр, присоединяемая мощность 620(III кат.-620 кВт).

1. Основание выполнения работ:

- 1.1. Технологическое присоединение к сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» энергопринимающих устройств заявителей: ООО «Ярспорт».
- 1.2. Договор технологического присоединения № 41984216/ТП-20 от 27.07.2020.
- 1.3. Срок подключения заявителя: 27.07.2021.

2. Общие требования

1-й этап:

2.1. Местонахождение проектируемых электроустановок филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и энергопринимающих устройств Заявителя:

Район	Населенный пункт	Кадастровый номер земельного участка на котором располагаются энергопринимающие устройства Заявителя
Ярославский	Некрасовский сельсовет, в районе п. Михайловский	76:17:204401:390

2.2. Разработать проектно-сметную документацию (ПСД) и рабочую документацию (РД) одной стадией для реконструкции/нового строительства объектов распределительной сети 10 (6)/0,4 кВ, с учетом требований НТД, указанных в п. 10 настоящего ТЗ (при проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки ПСД, в том числе не указанных в данном ТЗ), в объеме следующих мероприятий:

2.2.1. Реконструкция:

– ПС 35/10кВ Григорьевское (инв.№ 11001704) с заменой ТТ в ячейке №1 (2 шт.), код СПП элемента–Z76-TP41984216.06.

– ВЛ-10КВ Ф6 ПС ГРИГОРЬЕВСКОЕ (инв.№ 3000789), с монтажом участка ВЛ 10 кВ (протяженностью ~ 0,01 км), код СПП элемента–Z76-TP41984216.01.

2.2.2. Строительство:

– КЛ-10 кВ №6 ПС 35/10 кВ Григорьевское (протяженностью ~ 0,1 км); код СПП элемента–Z76-TP41984216.04.

– РЛР 10 кВ (2 шт.)

– ВЛ-0,4 кВ №1 ТП 1847 Ярспорт (протяженностью ~0,04 км); код СПП элемента–Z76-TP41984216.02.

– ВЛ-0,4 кВ №2 ТП 1847 Ярспорт (протяженностью ~0,04 км); код СПП элемента–Z76-TP41984216.03.

– ТП 1847 Ярспорт (1 шт.); код СПП элемента–Z76-TP41984216.05.

– Защитное ограждение ТП 1847 Ярспорт (1 шт.).

2.3. Этапность проектирования:

2.3.1. Предпроектное обследование с проведением изыскательских работ и выбор места строительства (для площадных объектов)/полосы отвода (линейные объекты);

2.3.2. Получение разрешения на использование земель, находящихся в государственной и муниципальной собственности без предоставления земельных участков и установления сервитутов (Постановление Правительства РФ от 03.12.2018 №1300), согласование размещения проектируемого объекта на землях, находящихся в частной собственности с собственниками. Получение в органе местного самоуправления муниципального образования Постановления об утверждении схем расположения земельных участков.

2.3.3. Разработка проектно-сметной и рабочей документации одной стадией: проектной документации (в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 87) и рабочей документации (в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.1101-2009 и другой действующей НТД).

2.3.4. Согласование ПСД и РД с Заказчиком, заинтересованными сторонами и надзорными органами (при необходимости, при соответствующем обосновании).

2.3.5. В целях сокращения затрат и сроков разработки рабочей документации по данному титулу при проектировании использовать альбомы типовых проектных решений и проектную документацию повторного использования.

2-й этап:

Выполнение строительно-монтажных (СМР) и пусконаладочных работ (ПНР) с поставкой оборудования, с учетом требований НТД, указанных в п. 10 настоящего ТЗ (при строительстве необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент выполнения СМР, в том числе не указанных в данном ТЗ).

3. Исходные данные для проектирования:

3.1. Информация по режимам работы сети, в т.ч. ремонтным, токовые нагрузки в нормальных и ремонтных режимах (летние и зимние).

3.2. Многолетняя информация по аварийным отключениям за последние 5 лет с указанием мест повреждений и длительности восстановления электроснабжения.

3.3. Данные по перспективному развитию сети, в том числе данные программ развития (КПР).

3.4. Информация по социально-значимым и особо ответственным потребителям.

3.5. Схемы нормального режима фидеров сети 6-10 кВ.

3.6. Геоданные по ПС и РП.

3.7. Сведения об установленном оборудовании ПС:

ПС 35/10 кВ Григорьевское расположена по адресу: Ярославская.обл., Ярославский р-н, д. Некрасово, ул. Вишневая, д.1

Схема первичных соединений РУ 35 кВ 5АН; РУ 10 кВ одиночная секционированная система шин (в соответствии с СТО 56947007-29.240.30.010-2008).

Схемы первичных соединений РУ 110 кВ, – остаются без изменений.

РУ-10кВ ПС 35/10 кВ Григорьевское

Наименование	Значение/ параметр	Примечание
количество ячеек, в том числе:		
линейные, шт.	4	
трансформаторные, шт.	2	
секционная, шт.	1	
ячейка секционного разъединителя, шт.	-	
ячейки ТСН, шт.	2	
ячейка ДГР, шт.	-	
тип заходов	ВЛ	

3.8. Карты уставок РЗА, токи КЗ на шинах питающих центров, данные по емкостным токам замыкания на землю.

3.9. Схема сети технологической связи.

3.10. Сведения о программном обеспечении и оборудовании РДП и ЦУС.

Исходные данные предоставляются Подрядчику после заключения договора в соответствии с отдельным запросом Подрядчика.

4. Требования к проектированию

Основные технические решения (ОТР)

4.1. «Основные технические решения по ПС».

4.1.1. Объемы реконструкции:

– реконструкция РУ 10 кВ с заменой, ТТ

– **4.1.2.** В части ПС обосновать, определить и выполнить:

– схему электрическую принципиальную ПС;

– принципиальные конструктивные и компоновочные решения РУ (ОРУ, ЗРУ и т.д.)

– решения по основному электротехническому оборудованию (ЗРУ, ОРУ, выключатели, разъединители, ТТ и т.д.);

– решения по ограничению токов КЗ, включая способ, состав и параметры применяемого оборудования (при необходимости);

- использование существующих зданий и сооружений;
- решения по монтажу дополнительных кабельных сооружений для прокладки контрольных кабелей до необходимых панелей и шкафов РЗА, ТМ, СДТУ и пр.
- решения по монтажу кабельных линий 0,4кВ и подключению вторичных цепей к соответствующим панелям и шкафам РЗА, ТМ, СДТУ и пр.
- тип опор и фундаментов под порталы и оборудование;
- решения по молниезащите, исключающей перекрытие изоляции и проникновение перенапряжений в цепи вторичной коммутации;
- решения по контуру заземления с применением коррозионностойких материалов со сниженным удельным сопротивлением для заземляющих устройств;
- эстетичный внешний вид, долговечность и стойкость к износу материалов, технических средств и конструкций (в том числе элементов интерьера), применяемых для внутренней и внешней отделки с обеспечением современных требований промышленной эстетики;
- перечень энергоэффективных и энергосберегающих технологий;
- результаты предпроектного обследования систем РЗА, АСУ ТП, АСУЭ, СМиУКЭ и СИ;

4.2. Релейная защита и автоматика.

4.2.1.

Представить: расчётную схему электроснабжения потребителей, расчет токов короткого замыкания, подключаемой электрической сети, параметры срабатывания устройств релейной защиты, сетевой автоматики выполнить проверку чувствительности РЗ, ТТ на 10 % погрешность, дальнего и ближнего резервирования РЗ, в т.ч. обоснование:

4.2.2. Требуемого количества и направленности ступеней защит ЦП, ЗРУ, РП, ЛЭП, ТП;

4.2.3. Принятых коэффициентов трансформации ТТ присоединений центров питания и подключаемых ЗРУ, РП, ТП.

4.2.4. Определить состав устанавливаемых и объемы модернизации существующих устройств ИТС, в т.ч. РЗА каждого элемента проектируемого объекта (трансформатор, шины, РП) и каждой отходящей ЛЭП;

4.2.5. Выполнить расчёт электрических режимов, а также послеаварийных режимов в схемах в электрической сети 10 кВ в границах ответственности Заявителя. По результатам расчета определить и выполнить комплекс мероприятий, исключающих перегрузку оборудования во всех нормальных, а также ремонтных и послеаварийных режимах работы прилегающих сетей ПАО "МРСК Центра". Выполнить расчёт схемы организации защит от перенапряжения, короткого замыкания и перегрузки в электрической сети 6, 10, 0,4 кВ в границах ответственности Заявителя. Обеспечить селективность действия устройств РЗ и ПА в системе внешнего и внутреннего электроснабжения объекта.

4.2.6. Разработать схему размещения устройств ИТС, в т.ч. РЗА на объекте проектирования с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, ВЧ, другое) для передачи сигналов и команд РЗА, включая резервные каналы связи;

4.2.7. Определить технические и метрологические характеристики вторичных обмоток ТТ;

4.2.8. Определить режимы АПВ ЛЭП и шин, в т.ч. алгоритмы АПВ (кратность, условия пуска, контроль напряжения на ЛЭП и шинах, контроль синхронизма и т.п.).

4.3. «Автоматизированная система учета электрической энергии».

В составе раздела разработать основные технические решения по:

- модернизации автоматизированной системы учета электроэнергии (АСУЭ) и передачи данных в информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на базе ПО

«Пирамида Сети» филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»;

- структуре функционирования;
- интеграции с ПТК АСУ ТП подстанции.

4.4. «Метрологическое обеспечение».

В составе раздела определить и разработать:

4.4.1. Перечень измеряемых на объекте параметров и точки (место) измерения (при реконструкции - реконструируемых, при расширении - вновь вводимых), диапазон изменения измеряемого параметра и перечень влияющих на результат измерения внешних величин;

4.4.2. Отнесение измеряемого параметра к сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений;

4.4.3. Требования к нормам точности измерения параметра;

4.4.4. Необходимость интеграции измеряемого параметра в ИТС;

4.4.5. Основные требования по выбору СИ;

4.4.6. Основные требования к метрологическому обеспечению (МО) СИ на всех этапах жизненного цикла (проектирование, ввод в действие, эксплуатация).

При разработке раздела по метрологическому обеспечению АСУЭ руководствоваться ГОСТ Р 8.596-2002 (см. раздел 2).

Проектно-сметная и рабочая документация

4.5. Требования к проектной документации

4.5.1. Пояснительная записка.

– реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации;

– исходные данные и условия для подготовки проектной документации;

– сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и (или) постоянное пользование и категории земель, на которых будет располагаться электросетевой объект;

– сведения о наличии разработанных и согласованных технических условий;

– технико-экономические характеристики проектируемых объектов распределительной сети 0,4–10 кВ (категория, проектная мощность, пропускная способность и др.);

– обоснование возможности осуществления строительства объекта по этапам строительства с выделением этих этапов;

– сведения о примененных инновационных решениях. **Текстовая часть пояснительной записки к проектной документации должна содержать пункт «Инновационные технологии» с информацией о перечне и стоимости инновационных решений, примененных в рамках проекта.**

4.5.2. Проект полосы отвода.

- Привести в текстовой части

– характеристику земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства;

– обоснование планировочной организации земельного участка;

– расчет размеров земельных участков, необходимых для размещения линейного и площадного объекта электросетевого комплекса;

– схему расположения земельного участка на кадастровом плане территории, согласованную с собственниками земельных участков и смежными землепользователями;

- Привести в графической части

– схему расположения земельного участка на кадастровом плане территории с указанием надземных и подземных коммуникаций, пересекаемых в процессе строительства и попадающих в пятно застройки;

– схему планировочной организации земельного участка, план трассы на действующем топографическом материале с указанием сведений об углах поворота, длине прямых и криволинейных участков и мест размещения проектируемых объектов электросетевого комплекса.

Требования по выбору земельного участка для размещения объекта(ов) капитального строительства:

– при разработке документации осуществлять выбор места размещения объекта, с приоритетным условием нахождения на земельных участках в муниципальной собственности.

– проектирование объектов на земельных участках, правообладателями которых являются физические лица, юридические лица всех форм собственности допускается в исключительных случаях с обязательным согласованием филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» и обоснованием отсутствия возможности размещения объектов энергетики на муниципальных землях.

Мероприятия по установлению границ охранных зон объектов электросетевого хозяйства (нанесение границ охранных зон, соблюдение требований Постановления Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 (ред. от 17.05.2016) «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон» (вместе с «Правилами установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон»).

4.5.3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения (*при проектировании ЛЭП*).

• Привести в текстовой части

– сведения об основных электрических характеристиках линейного объекта электросетевого комплекса (КЛ/ВЛ);

– описание и обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость объекта капитального строительства в целом, а также отдельных конструктивных элементов (мероприятий по антиобледенению, молниезащите, заземлению, а также мер по защите конструкций от коррозии и др.);

– описание конструктивных элементов кабельной линии (кабельной вставки, в.ч. соединительных и концевых муфт);

• Привести в графической части

– чертежи конструктивных решений и отдельных элементов КЛ, кабельных вставок;

– схемы устройства переходов через железные и автомобильные (шоссейные, грунтовые) дороги, а также через водные преграды;

– профили пересечений с инженерными коммуникациями;

4.5.4. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений (*при проектировании ТП/СТП/РТП/РП*)

• Привести в текстовой части

– сведения об основных электрических характеристиках и конструкции площадного объекта электросетевого комплекса (ТП/СТП/РТП/РП);

– сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности;

– описание решений по обеспечению требования к надежности электроснабжения;

– описание и обоснование технических решений, в т.ч. выбор и проверка коммутационных аппаратов с расчетом токов КЗ и расчетом уставок РЗА в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98;

– решения по молниезащите и заземлению, в т.ч. выбор и расчет ЗУ;

• Привести в графической части

– однолинейную схему площадного объекта;

– компоновочные и электротехнические решения площадного объекта. Выбор основного оборудования должен быть выполнен на основании технико-экономического обоснования с приложением обосновывающих документов по вариантам оборудования;

– решения по заземлению и т.д.

4.5.5. Проект организации строительства:

– характеристика трассы линейного объекта, района его строительства, описание полосы отвода;

– сведения о размерах земельных участков, временно отводимых на период строительства;

– сведения об объемах и трудоемкости основных строительных и монтажных работ по участкам трассы;

– перечень основных видов строительных и монтажных работ, ответственных конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения, подлежащих освидетельствованию с составлением соответствующих актов приемки перед производством последующих работ и устройством последующих конструкций;

– организационно-технологические схемы, отражающие оптимальную последовательность возведения линейного объекта с указанием технологической последовательности работ.

4.5.6. Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта (включается в состав проектной документации при необходимости сноса (демонтажа) линейного объекта или его части).

4.5.7. Мероприятия по охране окружающей среды.

4.5.8. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

4.5.9. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности, в т.ч. по оснащению присоединяемых объектов средствами коммерческого учета электрической энергии, предусмотренные Федеральным законом от 27.12.2018 № 522-ФЗ (*при необходимости, при соответствующем обосновании*).

4.6. Требования к сметной документации

4.6.1. Выполнить текстовую часть в формате пояснительной записки к сметной документации. В пояснительной записке к сметной части документации указать значения удельных показателей стоимости строительства (расширения, реконструкции, технического перевооружения) линии электропередачи (подстанции) по каждому виду вводимой мощности, для ВЛ, КЛ - по протяженности в км.

4.6.2. При формировании стоимости СМР и ПНР руководствоваться «Методикой определения стоимости строительной продукции на территории РФ» МДС 81-35.2004 и утв. федеральной сметно-нормативной базой ФЕР-2017.

4.6.3. Сметная документация, должна быть составлена в двух уровнях цен: в базисном уровне цен, определяемом на основе действующих сметных норм и цен по состоянию на 01.01.2000 г. и в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, с применением метода пересчета базисного уровня цен в текущий, с помощью индексов изменения сметной стоимости, разработанных к сметно-нормативной базе 2001.

4.6.4. В сметной документации предусмотреть затраты на содержание службы заказчика-застройщика и строительный контроль.

4.6.5. В случае применения инновационных решений, приведенных в Реестре инновационных технологий ПАО «Россети», выделенная стоимость инноваций должна оформляться Подрядчиком в «Сводной ведомости затрат по применению инновационных технологий» на основе сметных расчетов в разделе проекта «Сметная документация».

4.6.6. Стоимость оборудования и материалов в ПСД, учтенных в сметах по рыночным ценам, подтверждается комплектом прайс-листов и технико-коммерческими предложениями, прикладываемыми к сметной документации.

4.6.7. В случае оснащения присоединяемых объектов средствами коммерческого учета электрической энергии, предусмотренного Федеральным законом от 27.12.2018 № 522-ФЗ, установка средств учета оформляется отдельной локальной сметой.

4.6.8. Согласованную Заказчиком сметную документацию представить в 4 экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде в 2 экземплярах на USB - носителе: один в формате PDF, а второй в формате Excel и ГРАНД-Смета, либо в другом числовом формате, совместимым с ГРАНД-Смета, позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам (совместно с проектной документацией);

4.7. Требования к рабочей документации

При выполнении рабочей документации необходимо руководствоваться положениями ГОСТ Р 21.1101-2013. Рабочая документация включает в себя следующие документы и материалы:

4.7.1. Рабочие чертежи, предназначенные для производства строительных и монтажных работ (схемы принципиальные, схемы или таблицы подключения, планы расположения электрооборудования, разработанные для проектируемого объекта чертежи конструкций и деталей, изготавливаемых в монтажной зоне и т.п.);

4.7.2. Ведомости объемов работ (строительно-монтажных и пуско-наладочных).

4.7.3. Ссылочные документы: включают ссылки на чертежи типовых конструкций, изделий и узлов ВЛ (указать серии типовых проектов с установочными чертежами опор 0,4-ВЛ 10 (6) кВ, отдельных элементов и узлов опор).

4.7.4. Прилагаемые документы:

- типовые проекты на ВЛ, ТП и РП с привязкой к конкретному объекту;
- спецификации оборудования, изделий и материалов по ГОСТ 21.110-95;
- опросные листы;
- рабочие чертежи конструкций и деталей и т.д.

4.7.5. В спецификации предусмотреть комплектование объекта проектирования информационными и предупреждающими знаками в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 09.11.2019 года №501р «Об утверждении требований к информационным знакам», ЗИП и аварийный резерв (при обосновании).

4.8. Требования к оформлению проектной документации

4.8.1. Оформить предварительное размещение объекта строительства, с согласованием местоположения со всеми землепользователями, отвод земельного участка на период строительства.

4.8.2. Получить ТУ, при пересечении проектируемой трассы ЛЭП инженерных коммуникаций и прохождении в их охранных зонах, у организаций, в ведении которых они находятся, и выполнить проект согласно выданных ТУ;

4.8.3. Выполнить заказные спецификации на основное и вторичное электротехническое оборудование, ЗИП, материалы и инструменты согласовав их с Заказчиком.

4.8.4. Согласованную Заказчиком и всеми заинтересованными лицами проектную документацию (ПД и РД одной стадией) предоставить в 4 экземплярах на бумажном

носителе и в электронном виде в 2 экземплярах на USB - носителе: один в формате PDF, второй – в редактируемых форматах MS Office, AutoCAD, NanoCAD и др. Кроме того, чертежи принципиальных, монтажных схем РЗА, входящих в состав проектной документации, предоставлять в электронном виде в формате Microsoft Visio.

4.8.5. Электронная версия документации должна соответствовать ведомости основного комплекта проектной документации и комплектоваться отдельно по каждому тому. Наименования файлов томов, сшивов чертежей должны соответствовать названию документации, представленной на бумажных носителях.

4.8.6. Не допускается передача проектной документации в формате PDF с пофайловым разделением страниц.

4.8.7. В проектной документации должны использоваться утвержденные диспетчерские наименования объектов.

4.8.8. Разработанная проектно-сметная и рабочая документация является собственностью Заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

4.9. Требования к применяемым техническим решениям и оборудованию

4.9.1. При реализации проекта в приоритетном порядке следует рассматривать технические решения с применением оборудования, конструкций, материалов и технологий отечественного производства.

4.9.2. Выбор типов оборудования осуществляется по согласованию с Заказчиком.

4.9.3. При проектировании объектов распределительной сети 0,4 - 6(10) кВ принять основные требования к оборудованию в соответствии с Типовыми техническими заданиями на поставку оборудования ПАО «МРСК Центра» / ПАО «МРСК Центра и Приволжья», окончательно уточнить на стадии проектирования.

4.9.4. Всё применяемое электротехническое оборудование и материалы отечественного и зарубежного производства должны быть новыми (дата изготовления не более полугода), ранее не использованными, соответствовать требованиям технической политики ПАО «Россети», а также пройти процедуру аттестации в ПАО «Россети» (при условии наличия в перечнях оборудования и материалов, подлежащих аттестации).

4.9.5. Необходимость применения оборудования импортного производства должна быть обоснована исключительно на основании технико-экономического сравнения с отечественными аналогами.

4.9.6. Для российских производителей – наличие положительного заключения МВК, ТУ, или иные документы, подтверждающие соответствие техническим требованиям.

4.9.7. Для импортного оборудования, а также для отечественного оборудования, выпускаемого для других отраслей и ведомств – наличие сертификатов соответствия функциональных и технических показателей оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям.

4.9.8. По всем видам оборудования Подрядчик должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, подготовленной в соответствии с ГОСТ 34.003-90, ГОСТ 34.201 –89, ГОСТ 27300-87, ГОСТ 2.601 по монтажу, наладке, пуску, сдаче в эксплуатацию, обеспечению правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

4.9.9. Оборудование и материалы должны функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленного срока службы (до списания), который (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее 25 лет.

4.9.10. Выполнить расчет токов к.з., предусмотреть проверку чувствительности защит. В случае необходимости справочно представить в проекте предложение о замене оборудования.

4.9.11. Основные требования к РУ 10 кВ.

Трансформаторы тока 10 кВ должны иметь следующие технические характеристики:

Наименование параметра		Значение
Тип трансформаторов		опорный
Номинальное напряжение, кВ		10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ		12
Номинальный первичный ток, А		По проекту
Номинальный вторичный ток, А		5
Ток термической стойкости кА, не менее		По проекту
Время протекания тока термической стойкости, с, не менее		По проекту
Ток электродинамической стойкости, кА не менее		По проекту
Частота, Гц		50
Число вторичных обмоток	учета, шт.	По проекту
	измерений, шт.	По проекту
	защиты, шт.	По проекту
Мощность вторичных обмоток, ВА, не менее	учета	По проекту
	измерений	По проекту
	защиты	По проекту
Класс точности вторичных обмоток, не ниже	учета	0,2
	измерений	0,5 S
	защиты	10P
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150		УХЛ2
Высота установки над уровнем моря, не более		1000
Вид внутренней изоляции		литая
Тип внешней изоляции		
Требования к изоляции по ГОСТ 1516.3-96		нормальная, уровень «б»
Класс нагревостойкости изоляции по ГОСТ 8865-93, не менее		«В»

4.10. В том числе для ПС выполнить/определить:

- компоновку, генеральный план ПС;
- конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования;
- проект инженерных коммуникаций;
- технические требования к оборудованию (выключатели, разъединители, ТТ, ТН, устройства РЗА, АСУ ТП, АИИСКУЭ, СДТУ, СИ и т.д.) и проектные решения в объеме реконструкции, в том числе на основе вида обслуживания объекта и обеспечения нормированной точности измерений во всем диапазоне изменения параметров;
- решения (обоснованные расчетами электрических режимов) по изменению (при необходимости) коэффициентов трансформации ТТ;
- рекомендации по замене оборудования в прилегающей сети;
- способы организации передачи информации между устройствами РЗА, и связи с оборудованием ПС;
- проект дорог, маршрутов доставки крупногабаритного груза;
- декларации пожарной безопасности (при необходимости);
- планы локализации и ликвидации аварийных ситуаций;
- подготовку проектного решения по усилению конструкций при выявлении недостаточной несущей способности основания, фундамента, несущих элементов стен с учётом требований Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ "Технический регламент

о безопасности зданий и сооружений";

- проект демонтажных работ, подготовки территории строительства, в том числе выполнить расчет и сформировать сводную информацию об объемах лома цветных и черных металлов, планируемого к высвобождению при осуществлении реконструкции (демонтаже) объектов электросетевого хозяйства и иных объектов собственности ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» на основании данных технической документации (технических паспортов) реконструируемых объектов движимого и недвижимого имущества (зданий, сооружений, оборудования и т.п.);

- прочие разделы проектной документации согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

4.11. В части технических решений по РЗА объекта проектирования с использованием микропроцессорных устройств, выполнить/определить в т.ч.:

- схему распределения устройств информационно-технологических систем (в т.ч. РЗА, АСУ ТП, АИИС КУЭ) по ТТ и ТН на объекте проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА) (подтвердить на основании расчетов (при необходимости уточнить) решения, принятые на I этапе проектирования);

- схему организации передачи сигналов и команд РЗА с учетом резервирования каналов, а также схему организации передачи до аварийной информации для ПА с учетом резервирования каналов;

- принципиальные электрические и структурно-функциональные схемы всех устройств РЗА, с указанием: входных/выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств релейной защиты и отдельных функций, и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в АСУ ТП ПС;

- способ организации передачи информации между устройствами РЗА, и оборудованием ПС;

- перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента сети, необходимых на данном объекте, анализ возможности реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей;

- ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА и необходимые для этого расчеты токов КЗ;

- однолинейная расчетная схема прилегающей сети для расчета токов КЗ, необходимой в свою очередь для расчета параметров срабатывания релейной защиты, с указанием длин и марок проводов участков ВЛ;

- выполнить проверку чувствительности защит, конфигурацию терминалов, логику работы защит;

- обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов ТТ, а также количества и номинальной мощности вторичных обмоток ТТ и ТН на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА (защиты линий и т.д.), их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида РЗА (при КЗ в месте их установки и в других точках сети, постоянной времени сети соответствующего напряжения, длительности бестоковой паузы для ОАПВ и т.п.), при выборе трансформаторов тока выполнить расчет времени до насыщения трансформаторов тока согласно ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» с учетом требований устройств релейной защиты;

- при выборе устройств релейной защиты выполнить расчет времени до

насыщения существующих трансформаторов тока согласно ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях»;

– технические характеристики устанавливаемых/заменяемых ТТ и подключенных к ним устройств РЗА, а также технические характеристики существующих ТТ при подключении к ним новых/модернизируемых устройств РЗА в совокупности должны обеспечивать правильную работу устройств РЗА, в том числе в переходных режимах КЗ с учетом требований изготовителей устройств РЗА и приложения Б ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока»;

4.12. В части технических решений по АСУЭ на проектируемой ПС выполнить/определить:

Решения по модернизации АСУЭ ПС.

Структурную схему АСУЭ ПС с обоснованием принятых решений, включая используемые каналы связи (основные, резервные) для передачи информации.

Перечень информационно-измерительных каналов (ИИК) с указанием классов точности средств измерений (ТТ, счетчиков), коэффициентов трансформации ТТ, типа учета (коммерческий/технический).

Решения по методике выбора и поверке трансформаторов тока.

Решения по методике выбора и поверке счетчиков электрической энергии.

Решения по выбору оборудования уровня ИВКЭ.

Решения по организации системы единого времени.

Решения по средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами;

Решения по интеграции с ПТК АСУ ТП подстанции;

Решения по размещению технических средств;

Решения по мониторингу и диагностике

Решения по электропитанию компонентов системы;

Решения по защите применяемых компонентов системы.

Решения по программному обеспечению.

Решения по организационному обеспечению.

Решения по оценке надежности системы АСУЭ.

Решения по организации электропитания устройств АСУЭ.

Решения по защите компонентов АСУЭ от несанкционированного доступа.

Расчеты относительной погрешности ИИК

Перечень всех требований к АСУЭ ПС с разбивкой по уровням (ИИК, ИВКЭ), включая технические требования к оборудованию.

Состав оборудования. Решения по использованию существующего оборудования. АСУЭ

Требование о разработке Программы обеспечения надежности в соответствии с ГОСТ 27.002.89.

Решения по организации измерений средствами АСУЭ, и их метрологическому обеспечению выполнить с оформлением самостоятельным подразделом.

Модернизацию АСУЭ в соответствии с «Типовой инструкцией по учету электроэнергии» (СО 153-34.09.101-94); стандартами организации ПАО «Россети» СТО 34.01-5.1-009-2019 «ПРИБОРЫ УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ», СТО 34.01-5.1-010-2019 «УСТРОЙСТВА СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ»; «Стандартом ПАО «МРСК Центра» «Техническая политика системы учёта электрической энергии с удалённым сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на

объектах Общества» от 15.07.2014, «Стандартом организации о технической политике по учету электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе ДЗО ПАО «Россети» с обеспечением информационной совместимости с АСКУЭ филиала.

Обеспечить представление результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения из устройства сбора и передачи данных (УСПД) на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК) на базе ПО «Пирамида сети».

Обеспечить возможность вычисления полного баланса электроэнергии по ПС в целом, включая вычисление баланса электроэнергии по уровням напряжения, отдельно по шинам (секциям шин) всех классов напряжений, с учетом собственных и хозяйственных нужд, сравнение фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных.

На отходящих ЛЭП предусмотреть установку ТТ в линии для организации учета электроэнергии.

Измерительные цепи коммерческого учета подключать к отдельным обмоткам ТТ и ТН соответствующих классов точности.

Установку УСПД, счетчиков по стороне 10 кВ и другого оборудования АСУЭ производить в отдельно стоящих шкафах или на панелях. Установку приборов учета по стороне 10 кВ производить в ячейках.

Производить подключение счетчика к ТТ и ТН отдельным кабелем, при этом подсоединение к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную непосредственно под счетчиком.

Выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, вторичные измерительные цепи и шкафы с оборудованием АСУЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Определить направление, состав и характеристики данных, передаваемых на другие уровни управления, включая расчет объемов передаваемой информации.

Выполнить интеграцию АСУЭ с АСУ ТП ПС в части: получения из АСУ ТП положения состояния выключателей и разъединителей, передачи в АСУ ТП результатов измерения количественных параметров электроэнергии, передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов АСУЭ (АРМ, УСПД, электросчетчиков, каналобразующей аппаратуры).

В проектной документации представить решения по метрологическому обеспечению АСУЭ.

В проектной документации представить состав работ по созданию системы и порядок контроля за созданием и приемкой системы.

4.13. Технические решения в части метрологического обеспечения.

Раздел «Метрологическое обеспечение» должен быть оформлен самостоятельным томом (разделом) и содержать сводную ведомость с перечнем разделов по МО, входящих в состав проектной документации на отдельные системы (АИИСКУЭ, АСУ ТП), а также не входящих в информационные системы. При этом раздел по МО каждой из систем оформляется самостоятельным подразделом в составе соответствующей проектной документации.

Решения по МО измерений АСУ ТП должны соответствовать настоящему ТЗ и включать требования к комплексу мероприятий по МО на всех этапах жизненного цикла СИ:

- разработка и аттестация в установленном порядке МИ для каждого вида измерений с группировкой по ИК идентичной структуры и нормированием МХ по каждому ИК;
- метрологическая экспертиза технической документации;
- утверждение типа АСУ ТП как единичного экземпляра СИ (по ИК, относящихся

к сфере государственного регулирования);

- поверка/калибровка СИ, ИК;
- разработка методики поверки/калибровки ИК;
- оформление паспортов-протоколов по каждому ИК;
- метрологический надзор и контроль за применением СИ, ИК, АСУ ТП в целом, аттестованными МИ в процессе эксплуатации.

Решения по организации измерений электрических и неэлектрических величин, как входящих, так и не входящих в ИТС и их МО должны включать:

- перечень измеряемых параметров (для СИ, не входящих в измерительные системы) с указанием точки измерения и места установки СИ, принадлежности к сфере государственного регулирования, норм точности измерений и диапазона изменения параметра (в табличной форме);

- перечень ИК (в табличной форме), входящих в состав измерительных систем (АСУЭ, АСУ ТП), с указанием принадлежности к сфере государственного регулирования, норм точности измерений, диапазона изменения параметра, компонентного состава ИК с привязкой к наименованиям на принципиальной электрической схеме;

- условия эксплуатации СИ с указанием перечня внешних величин, влияющих на результат измерений (номинальные значения и диапазоны их изменения);

- расчеты-обоснования по выбору технических и метрологических характеристик (МХ) СИ (включая обоснование (ориентировочные расчеты) выбора коэффициентов трансформации, классов точности, вторичных нагрузок и мощностей обмоток учета и измерений ТТ и ТН) и ИК;

- требования к метрологическим и техническим характеристикам каждого СИ;

- требования к конструктивному исполнению СИ, позволяющие проводить в процессе всего срока эксплуатации поверку, калибровку и ТОиР;

- требования к метрологическому обеспечению на всех этапах жизненного цикла, включая требования к разработке и аттестации методик измерений;

- структурно-функциональные схемы включения СИ с указанием: входных цепей, выходных цепей, клеммных коробок, необходимых для оперативного ввода/вывода из работы, поверки, калибровки СИ;

- расчет необходимого объема обменного фонда СИ, требуемого для неотложной замены аварийно вышедших из строя СИ, с указанием всех метрологических и технических характеристик;

- расчет требуемого парка эталонов, рабочих СИ, необходимых для технического и эксплуатационного обслуживания объекта с указанием всех метрологических и технических характеристик;

- решения по организации контроля качества электроэнергии;

- требования к квалификации и расчет численности персонала, необходимого для метрологического обеспечения объекта.

Весь парк СИ (вновь устанавливаемые и заменяемые в том числе эксплуатируемых в составе АСУ ТП, АСУЭ), обменный фонд СИ, эталоны и рабочие СИ, требуемые для технического и эксплуатационного обслуживания объекта, в полном объеме должны быть внесены в заказные спецификации.

Решения по метрологическому обеспечению АИИСКУЭ должны соответствовать техническим требованиям оптового рынка и включать требования к комплексу мероприятий по МО на всех этапах жизненного цикла АИИСКУЭ:

- внесение соответствующих изменений в описание типа существующей АИИСКУЭ.

- оформление паспортов-протоколов на измерительные комплексы (по ИК, относящимся к сфере государственного регулирования, паспорта-протоколы оформляются в соответствии с требованиями приложения № 11.5 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового

рынка);

Учесть обязательные требования к приобретаемым СИ (в том числе эксплуатируемых в составе АСУ ТП, АИИСКУЭ) как отечественного, так и импортного производства:

– СИ должно быть включено в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь действующий сертификат/свидетельство об утверждении типа;

– СИ должно иметь отметку о проведении первичной/заводской поверки, при этом давность проведения первичной/заводской поверки (на момент поставки) не должна превышать шести месяцев.

4.14.

Основные требования к КЛ 10 кВ.

Напряжение, кВ	10 кВ
Конструктивное исполнение	Трехфазное
Сечение жилы, кв. мм	240
Сечение экрана, кв. мм	<i>определить проектом</i>
Транспозиция экранов	<i>определить проектом</i>
Заземление экранов	<i>Одностороннее/двухстороннее (определить проектом)</i>
Материал изоляции кабеля 0,4 кВ при новом строительстве и реконструкции (за исключением замены дефектного участка КЛ)	Сшитый полиэтилен
Пожаробезопасное исполнение КЛ 6-10 кВ	Нет
Заходы на ТП	кабельный

При наличии соответствующих требований по пересечению инженерных коммуникаций кабельной линией, полученных от собственников пересекаемых инженерных коммуникаций в ТУ на пересечение, прокладку КЛ 0,4-10(6) кВ в местах пересечения с объектами транспортной и иной инфраструктуры осуществлять согласно ПУЭ, с учетом требований Оперативного указания ПАО «МРСК Центра» № ОУ-01-2013 от 27.08.2014 «О выполнении пересечений КЛ 0,4-10 кВ с объектами транспортной инфраструктуры».

Предусмотреть установку предупредительных ж/б пикетов по трассе прохождения КЛ, в т.ч. на углах поворотов КЛ и местах установки соединительных муфт.

Защиту от коммутационных и грозовых перенапряжений выполнить в соответствии с действующим изданием ПУЭ.

При прокладке КЛ 0,4-6,10 кВ предусмотреть защиту в соответствии с ПУЭ.

Требования к проектированию кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена (далее СПЭ):

– расчет сечения токоведущей жилы по пропускной способности и термической стойкости к токам КЗ;

– расчет сечения экрана КЛ по пропускной способности и термической стойкости к токам КЗ;

– расчет потерь на нагрев экрана;

– метод прокладки КЛ (треугольник);

– требования к трассе кабеля, глубина, толщина песчаной подсыпки, ГНБ в местах переходов через препятствия (дороги, водоемы, коммуникации и пр.), знаки безопасности, пикеты;

– выбор способа заземления экранов, выбор ОПН, места их установки определяются необходимостью транспозиции (ОРУ, ВЛ);

- расчет мест монтажа и количества точек транспозиции экранов (при необходимости, при соответствующем обосновании);
- расчет величины сопротивления заземления шкафов транспозиции (при необходимости, при соответствующем обосновании);
- выбор шкафа транспозиции по сечению и марке кабеля;
- расчет величины емкостных токов.

При прокладке КЛ в кабельных сооружениях, при строительстве РП, РТП, ЦРП, КТП должны быть обеспечены Требования по пожарной безопасности кабельных сооружений в соответствии с НТД.

– места производства земляных работ должны быть ограждены щитами, имеющими светоотражающее покрытие, с указанием наименования организации, производящей работы, и номера телефона, обозначаться сигнальными огнями, указателями объездов и пешеходных переходов. Ограждения должны иметь высоту не менее 2 метров. В местах перехода через траншеи, ямы, канавы должны быть установлены переходные мостики шириной не менее 1 м, огражденные с обеих сторон перилами высотой не менее 1,1 м, со сплошной обшивкой внизу на высоту 0,15 м и с дополнительной ограждающей планкой на высоте 0,5 м от настила;

- выполнить мероприятия по восстановлению благоустройства территории после проведения земляных работ.

Основные требования к ВЛ 10 кВ:

Наименование параметра	Значение
Напряжение, кВ	10 кВ
Протяженность, км	0,04
Тип провода	СИП-3
Тип самонесущего кабеля (системы «земля-воздух-вода»)	<i>(уточнить при проектировании)</i>
Совместная подвеска	Нет
Сечение провода, мм ²	70
Способ защиты от пережога проводов	ОПН с искровым промежутком или разрядники мультикамерные
Материал промежуточных опор	ЖБ*/ дерево
Материал анкерных опор	ЖБ*/ металл
Изгибающий момент стоек (не менее), кН·м	50
Тип изоляторов	Стекло/полимер/фарфор
Заходы на ТП	воздушный
Разъединитель на отпайке	да
Вырубка просеки, га	<i>Определить проектом</i>
Информация о наличии пересечений со смежными инженерными сетями в охранной зоне проектируемой ВЛ:	нет
Подземные инженерные сети (газопровод, нефтепровод, ВОЛС, водопровод, канализация и пр.)	нет
Пересечения: <ul style="list-style-type: none"> – абонентские ЛЭП всех уровней напряжения – автомобильные дороги – железные дороги – водные преграды 	нет

- металлоконструкции опор ВЛ 6-10 кВ должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях методом горячего цинкования;
- сечение провода на магистрали ВЛ 6-10 кВ должно быть не менее 70 мм². На линейных ответвлениях (отпайках) от магистралей рекомендуется применение проводов сечением не менее 35 мм²;
- предусмотреть на ВЛЗ-10 установку скоб для установки ПЗ, места определить проектом, согласовать с РЭС;
- тип фундаментов, расстановку, количество и материал опор, протяженность и сечение проводов уточнить при разработке проектной и рабочей документации с выполнением необходимых расчетов с учетом согласованной трассы прохождения;
- при прохождении ВЛ 6 (10) кВ в труднодоступной, населенной местности рекомендуется применение высоконадежных опорных полимерных/фарфоровых изоляторов, в том числе изолирующих траверс высокой заводской готовности на их основе (в случае применения защищенного провода 6-10 кВ)

Основные требования к ВЛ 0,4 кВ:

Наименование параметра	Значение
Напряжение, кВ	0,4 кВ
Протяженность, км Ф.1, Ф.2	2х0,04 км
Тип провода	СИП-2 (на магистральных участках)
Сечение провода, мм ²	120
Материал промежуточных опор	ЖБ*
Материал анкерных опор	ЖБ*
Материал анкерных угловых опор	металл**
Дополнительные жилы для уличного освещения	да
Изгибающий момент стоек для ВЛ 0,4 кВ (не менее), кН·м	30
Линейные ОПН	<i>Определить проектом</i>
Тип изоляторов	<i>Определить проектом (Стекло/полимер/фарфор)</i>
Вырубка просеки, га	<i>Определить проектом</i>
Информация о наличии пересечений со смежными инженерными сетями в охранной зоне проектируемой ВЛ:	нет
Подземные инженерные сети (газопровод, нефтепровод, ВОКС, водопровод, канализация и пр.)	нет
Пересечения: <ul style="list-style-type: none"> – абонентские ЛЭП всех уровней напряжения – автомобильные дороги – железные дороги – водные преграды 	нет

* рассматривать возможность применения опор из модифицированного дисперсией многослойных углеродных нанотрубок железобетона согласно патенту ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на полезную модель от 28.03.2014 № 140055 «Опора ВЛ 0,4-10 кВ модифицированная»

** при новом строительстве и реконструкции ВЛ-0,4 кВ применять анкерные стальные многогранные опоры (согласно патенту ПАО «МРСК Центра» № 138695 от 20.02.2014) вместо трехстоечных железобетонных или деревянных опор. Вместо двухстоечных железобетонных или деревянных опор применять СМО при соответствующем обосновании (при соблюдении удельных стоимостных показателей строительства, в случае проблем с выделением земельных участков и т.д.). Изменение технического решения возможно на основании протоколного решения Технического совета филиала.

- металлоконструкции опор ВЛ 0,4 кВ должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях методом горячего цинкования;
- в начале и в конце ВЛИ 0,4 кВ на всех проводах установить зажимы для присоединения приборов контроля напряжения и переносных заземлений;
- тип фундаментов, расстановку, количество и материал опор, протяженность и сечение проводов уточнить при разработке проектной и рабочей документации с выполнением необходимых расчетов с учетом согласованной трассы прохождения;
- сечение провода на магистрали ВЛИ 0,4 кВ с распределенной нагрузкой должно быть не менее 50 мм² (может применяться провод меньшего сечения при соответствующем обосновании – незначительная нагрузка, малая протяженность);
- ответвления к вводам 0,4 кВ потребителей выполнить проводом СИП-4 сечением не менее 16 мм²;
- при прокладке ВЛ 0,4 кВ по поверхности стоек (спуски к приборам учета и т.п.) предусмотреть применение дистанционных фиксаторов с креплением на ленту;
- провод СИП должен соответствовать ГОСТ Р 31946-2012;
- линейная арматура для ВЛИ-0,4 кВ должна удовлетворять требованиям стандартов организации ПАО «Россети», должна быть сертифицирована в России, а также иметь заключение от отраслевой испытательной лаборатории, подтверждающее возможность совместного использования с СИП российского производства, выполненному по стандарту РФ ГОСТ 31946-2012;
- анкерные зажимы для магистральных проводов должны быть изготовлены из алюминиевого сплава, устойчивого к коррозии, с минимальной разрушающей нагрузкой 1500 кг для несущей нулевой жилы сечением 50-70 мм²;
- ответвительные зажимы должны быть снабжены срывной головкой в сторону магистрального провода, выполненной из алюминиевого антикоррозийного сплава;
- для ответвления к вводу должны применяться зажимы с раздельной затяжкой болта, позволяющие многократно подключать и отключать абонентов, а также менять сечение ответвительного провода, не снимая зажим с магистрали;
- подвесной зажим должен состоять из элемента ограниченной прочности, обеспечивающего защиту магистральной линии от механических повреждений;
- заявленный срок службы линейной арматуры и провода не менее 40 лет;
- ВЛ 0,4 кВ должны быть в полнофазном исполнении и только с применением самонесущих изолированных проводов одного сечения по всей длине фидера. Применение однофазных участков должно быть обосновано

– **Основные требования к проектируемой КТП 10/0,4 кВ:**

Наименование	Параметры
Конструктивное исполнение	
Тип КТП	Тупиковая
Конструктивное исполнение КТП	Киосковая
Номинальное напряжение ВН/НН, кВ	10/0,4
Климатическое исполнение и категория размещения	УХЛ1

Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-96, не менее		IP 34
Высота установки над уровнем моря, м, не более		1000
Трансформатор в комплекте поставки		да
Количество трансформаторов		1
Корпус ТП, кВА		630
Тип ввода ВН		Воздушный
Тип ввода НН		воздушный (СИП)
Коридор обслуживания	в РУВН	нет
	в РУНН	нет
Маслоприемник		да
Корпус КТП выполнен из оцинкованного металла (горячее цинкование)		да
Окраска		краска полимерная порошковая по грунтовке, цвета в соответствии с корпоративным стандартом Заказчика
Логотипы		на дверях КТП нанести знаки безопасности, логотип Заказчика в соответствии с корпоративным стандартом
Запирающие устройства, уплотнения, козырьки		внутренние запирающие устройства на всех дверях КТП (должны открываться одним ключом), козырьки над входами в РУ и отсек трансформатора. Мягкие уплотнения из долговечных материалов на всех дверях. Предусмотреть петли для навесных замков на всех дверях. Мягкие уплотнения отверстий выводов 10 и 0,4 кВ
Двери		крепление створок ворот и дверей должно быть выполнено на внутренних петлях. Двери и створки ворот должны иметь фиксацию в крайних положениях. Двери и замки должны иметь противовандальное исполнение
Блокировочные устройства		да (блокировка привода заземляющих ножей выключателей нагрузки, блокировка открывания дверей отсеков РУ ВН при включенных выключателях нагрузки)
Крыша КТП в съемном исполнении		да/нет
Выкатная площадка с устройством фиксации силового трансформатора в рабочем и ремонтном положении		да/нет

Встроенные отдельные отсеки с теплоизоляцией и обогревом для размещения шкафов управления наружным освещением, ТМ и АСУЭ. Каждый отсек должен иметь индивидуальную дверь	да/нет	
Требования к безопасности	Ограждение, препятствующее приближению к токоведущим частям 6-10 кВ	
Световая индикация наличия высокого напряжения на ТП (Индикатор должен свидетельствовать о неисправности коммутационного аппарата или другого оборудования, либо о наличии шунтирующих перемычек, если после выполнения оперативных переключений на отключенных линиях (ТП) остается напряжение, о чем сигнализирует свечение элементов индикации)	Индикатор устанавливается в РУ–6-10кВ со стороны подхода ЛЭП–6-10кВ к ТП. Индикатор должен присоединяться к контактам проходных изоляторов, находящимся в корпусе РУ. Наружные части индикатора (лампы) должны быть устойчивыми к атмосферным воздействиям и выполнены в антивандальном исполнении. Визуальная индикация должна четко просматриваться с улицы и быть круглосуточной, цвет свечения должен быть аналогичен расцветке фаз. Должна быть предусмотрена возможность замены ламп индикации.	
Индикация контроля нагрева контактных соединений в РУ 0,4 кВ	Индикацию выполнить на основе термоиндикаторных наклеек. Наклейка выполнена на основе клеящейся полосы, которая изменяет цвет при переходе заданного температурного порога	
Силовой трансформатор		
Тип трансформатора	масляный герметичный	
Номинальная мощность, кВА	630	
Частота, Гц	50	
Номинальное напряжение обмоток, кВ:	ВН	10
	НН	0,4
Потери ХХ, Вт, не более	800*	
Потери КЗ, Вт, не более	6750*	
Схема и группа соединения обмоток	Δ/Ун (Y/Zн -11)	
Способ и диапазон регулирования на стороне ВН	ПБВ ±2х2,5%	
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ15150	У3	
Требования к электрической прочности	ГОСТ 1516.1	
Контрольно-измерительные, сигнальные и защитные устройства	маслоуказатель, термометр, клапан сброса давления	
Защита от перегрузки	нет/да	
Срок эксплуатации до первого ремонта, не менее лет	12	
Срок службы, лет	30	
Присоединение к шинам	Зажимы АШМ	
РУ ВН		
Тип защитного аппарата	предохранитель	

Номинальный ток, А		80	
Номинальный ток отключения, кА		12,5	
Ток термической стойкости, кА, не менее		20	
Ток электродинамической стойкости, кА, не менее		51	
Секционирование РУВН		нет	
Защита от перенапряжений		ОПН	
Ошиновка 10 кВ		Алюминиевые шины	
Изоляция 10 кВ		Фарфоровые опорные изоляторы	
РУ НН			
Ошиновка 0,4 кВ		изолированные алюминиевые шины	
Изоляция 0,4 кВ		фарфоровые опорные изоляторы	
Число отходящих линий		2 (+предусмотреть место)	
Тип вводного коммутационного аппарата		автоматический выключатель с тепловым и электромагнитным расцепителями	
Номинальный ток вводного аппарата, А		1000	
Тип коммутационного аппарата отходящих линий		автоматический выключатель с тепловым и электромагнитным/электронным расцепителем с возможностью плавной настройки время-токовых характеристик	
Наличие в РУ-0.4 кВ конденсатора для компенсации потерь реактивной мощности в трансформаторе		нет	
Отходящие линии	Номер линии	1	2
	Номинальный ток, А	800	800
	Резерв	Предусмотреть возможность расширения	
Учёт в РУНН (ввод)	счетчик электрической энергии	класса точности не ниже 1,0S, требования к электросчетчикам приведены в СТО 34.01-5.1-009-2019 ПАО «Россети»	
	трансформаторы тока 0,4 кВ	класса точности не ниже 0,5S, , межповерочный интервал ТТ не менее 16 лет	
	наличие испытательной коробки	да	

<p>Мониторинг КЭ в РУНН (ввод)</p>	<p>Клеммная коробка для подключения СИ ПКЭ</p>	<p>Клеммная коробка на 4 клеммы под штырьевые (пружинные) наконечники: А, В, С, N с соответствующей цветовой и буквенной маркировкой клемм. К каждой клемме от автоматического выключателя должны быть подведены цепи напряжения А, В, С с соответствующей цветовой маркировкой проводов. Клемма N должна быть соединена с «нулем». На клеммной коробке или непосредственно над ней должна быть бирка с надписью «для подключения СИ ПКЭ». Клеммная коробка должна быть расположена таким образом, чтобы обеспечивать удобный и безопасный доступ к ее клеммам для подключения СИ ПКЭ. Для питания СИ ПКЭ в шкафу должна быть предусмотрена розетка на напряжение переменного тока 230 В</p>	
<p>Учёт в РУНН (отходящие линии)</p>	<p>Номер линии</p>	<p>1</p>	<p>2</p>
	<p>Резерв</p>	<p>предусмотреть монтажную панель для приборов учета резервных линий</p>	
	<p>счетчик электрической энергии</p>	<p>Трехфазный статический (электронный) счетчик электрической энергии класса точности не ниже 1,0S, требования к электросчетчикам приведены в СТО 34.01-5.1-009-2019 ПАО «Россети»</p>	
	<p>трансформаторы тока 0,4 кВ</p>	<p>класса точности не ниже 0,5S, межповерочный интервал ТТ не менее 16 лет</p>	
	<p>наличие испытательной коробки</p>	<p>да</p>	

Требование к АСТУ (АСУЭ и ТМ)	<p>Установка шкафа ТМ и АСУЭ в комплекте: 3ф. прибор (ы) учета (ПУ) на вводе (ах) 0,4 кВ с интерфейсом RS-485, модуль или модули ввода дискретных сигналов (телесигнализации), испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом (функции ТМ и АСУЭ), источник резервного питания на базе ионисторов, обеспечивающий автономность работы не менее 3-х минут.</p> <p><u>Контролируемые параметры ТМ</u></p> <p>Телесигнализация:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Открытие двери (-ей) КТП (один обобщенный сигнал); – Открытие двери шкафа ТМ и АСУЭ; – Пофазный контроль наличия напряжения на отходящих фидерах 0,4 кВ. В случае новых ТП, однопозиционный ТС положения автоматического выключателя фидера; – Однопозиционный ТС положения автоматического выключателя фидера; – Однопозиционный ТС наличия напряжения на всех фазах секции шин 0,4 кВ; – Наличие напряжения питания на вводе в устройство; – Дополнительные ТС от системы ОПС (при наличии). <p>Телеизмерения (от ПУ на вводе(ах) в ТП):</p> <ul style="list-style-type: none"> – Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Uср. на секции 0,4кВ, P, Q <p>Протокол передачи данных МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850, интеграция с ОИК АСТУ филиала.</p> <p><u>Учет электроэнергии</u></p> <p>Данные технического учета и журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ «Пирамида-сети»</p> <p><u>Требования к оборудованию</u></p> <p>УСПД/контроллер, модули ввода дискретных сигналов в части телемеханики должны соответствовать требованиям СТО 34.01-6.1-001-2016.</p> <p>УСПД/контроллер в части учета ЭЭ должен соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-010-2019.</p> <p>ПУ должен соответствовать требованиям СТО 34.01-5.1-009-2019</p>
Тип АСУЭ филиала	ПО «Пирамида-сети»
Дополнительные требования	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нанести на ТП диспетчерское наименование – да; 2. Проводник в комплекте для соединения нулевого вывода тра-ра с контуром заземления – да; 3. Наличие в комплекте замка Генодмана – да.

* Допустимые отклонения (максимальное значение) величин, приведенных в Таблице (нормированные значения X2 и K2), определяются в соответствии с ГОСТ Р 52719-2007 (+15% для X2 и +10% для K2, суммарное отклонение не более 10%). Класс энергоэффективности X2K2 удовлетворяет требованиям к энергоэффективности, рекомендованным Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.06.2015 № 600 «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности».

Выбор типов КТП осуществлять в соответствии с оперативным указанием ПАО «МРСК Центра» № ОУ-05-2014 от 02.12.2014 «О применении оборудования для распределительных сетей 10(6) / 0,4 кВ».

– рассматривать место установки КТП на предмет возможной точки зарядки для электромобилей. В случае удобного расположения с точки зрения объекта зарядной инфраструктуры необходимо в проектных решениях принимать

КТП (БКТП, киосковая или в исполнении «сэндвич») с дополнительным отсеком для зарядных станций (устанавливаются дополнительно после соответствующего обоснования) по патенту на полезную модель ПАО «МРСК Центра» №165524 «Комплектная трансформаторная подстанция с функцией зарядки электромобилей»;

- размещение трансформаторных подстанций 6-10/0,4 необходимо выполнять в центре нагрузок с целью минимизации потерь в сети 0,4 кВ, размещение трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ вне центра нагрузок должно быть обосновано;

- количество отходящих линий РУ НН и номинальные параметры коммутационных аппаратов РУ НН уточнить при проектировании с проведением необходимых расчетов;

- выбор мощности трансформаторов производить на основании технико-экономического сравнения вариантов, учитывающих допустимую перегрузку трансформаторов, уровень потерь в стали и обмотках трансформаторов, обоснованный (в т.ч. заключенными договорами ТП) рост нагрузок в ближайшую (1-3 года) перспективу;

- конструкция трансформаторных подстанций и распределительных трансформаторных пунктов должна допускать замену трансформаторов на большую мощность при предполагаемом росте нагрузок в перспективе 5 лет и более;

- силовые трансформаторы 6-10 кВ должны быть произведены с применением современных технологий и материалов для снижения уровня удельных технических потерь;

- на всех открывающихся створках дверей ТП-10(6)/0,4 кВ (шкафах СТП-10(6)/0,4кВ) должны быть нанесены знаки безопасности «ОСТОРОЖНО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕНИЕ», согласно СТО 34.01-30.1-001-2016 и «Не влезай, убьет!», согласно СТО 34.01-24-001-2015;

- на ТП-10(6)/0,4 кВ (СТП-10(6)/0,4кВ) должна быть установлена информационная табличка с диспетчерским наименованием (согласно требованиям фирменного стиля ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья»);

- в РУ-0,4 кВ должны иметься надписи панелей, аппаратов, отдельных цепей, соответствующие диспетчерским наименованиям, указанным в нормальной схеме ТП. Схема должна быть утверждена руководителем РЭС и размещаться на двери (либо внутри РУ);

- присоединение заземляющих проводников к заземлителю и заземляемым конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к корпусам аппаратов, машин и опорам воздушных линий электропередачи – сваркой или болтовым соединением (согласно п.5.10.4 ПТЭ);

- в качестве заземляющих проводников преимущественно использовать оцинкованную полосу/круг. Максимально сократить при выполнении строительно-монтажных работ количество изгибов заземляющих проводников.

Для ТП проектные решения должны соответствовать следующим требованиям:

- контроллер ТМ и АСУЭ должен обеспечивать сбор данных учета и телеметрической информации и передачу ее посредством GSM-модема (может быть встроен в контроллер) в ОИК протокол МЭК 60870-5-104 и МЭК 61850 и в ИВК АСУЭ;

– контроллер ТМ и АСУЭ должен быть совместим с ПО ИВК «Пирамида - сети» и иметь возможность получения данных учета электроэнергии со счетчиков в протоколе СПОДЭС;

– Прибор учета на вводе 0,4кВ и приборы учета на отходящих линиях 0,4кВ (при наличии) должны быть интегрированы в систему АСУЭ путем подключения интерфейса RS-485 к УСПД/контроллеру АСУЭ с последующей передачей данных в ИВК верхнего уровня);

– В комплекте к шкафу АСУЭ должна быть поставлена GSM-антенна;

– Антенна должна иметь разъем, совместимый с GSM-модулем прибора учета э/э, длину кабеля не менее 3 м и магнитное крепление;

– Конструкция антенны: низкопрофильная герметичная антенны семейства «Шайба»;

– Антенна должна быть вынесена за пределы шкафа и закреплена на нем;

– бесперебойное питание устройства должно обеспечиваться посредством блока питания, оснащенного суперконденсаторами (ионисторами). Времени автономной работы, которого должно быть достаточно на отправку последних данных телеметрии в случае пропадания напряжения на основном вводе (не менее 3 мин);

– все оборудование ТМ и АСУЭ включая счетчики, блоки питания, реле и пр. должно обеспечивать свою работоспособность в диапазоне температур -40...+60 С и размещаться в едином компактном шкафу.

Типовые решения по созданию и реконструкции систем телемеханики, ТК и АСУЭ, должны содержать:

– структурные схемы организации систем ТМ, ТК и АСУЭ, всех категорий объектов автоматизации распределительных сетей.

– типовые перечни телеметрической информации всех категорий объектов автоматизации распределительных сетей.

При организации передачи данных в ОИК АСТУ:

– исключить организацию каналов связи по сети Интернет;

– предусмотреть использование APN (Access Point Name) выделенного GSM-оператором с аутентификацией доступа;

– предусмотреть организацию каналов связи до ближайшей точки концентрации трафика Заказчика;

– предусмотреть сегментирование трафика на основании функционального назначения, определенного Заказчиком;

– допускается использование арендуемых телекоммуникационных ресурсов в виртуальной частной сети с задержкой не более 150 мс, джиттер не более 50 мс, потери не более 1 %.

Основные требования к ТП:

Схема Y/Yn допускается при соответствующем обосновании, например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторной ТП, если оставшийся в работе тр-р имеет схему Y/Yn. Схема Y/Zn применяется при преобладании однофазной (бытовой) нагрузки или при наличии технико-экономического обоснования.

– строительная конструкция выполняется в металлическом оцинкованном корпусе из сэндвич панелей с порошковой окраской, корпус – коррозионностойкая эмаль по грунтовке/грунт-эмаль, двери – краска полимерная порошковая, цвета в соответствии с корпоративным стандартом ПАО «МРСК Центра», толщину корпуса предусмотреть не менее 2,5 мм, гарантийный срок службы по коррозионной стойкости не менее 15 лет;

– габаритные размеры КТП не должны превышать размеры земельного участка, предоставляемого под строительство подстанции;

– конструкция здания должна исключать попадание животных и птиц в помещение КТП, камеру трансформатора;

- предусмотреть обязательное наличие над дверьми отливов, козырьков, исключающих попадание атмосферных осадков внутрь КТП шириной не менее 120 мм;
 - конструкция крыши должна исключать сток воды с крыши на стены. Кровля из металлического оцинкованного, крашеного профнастила с высотой волны 35-40мм, уклон согласно СНИП.
 - должны быть предусмотрены мероприятия, исключающие несанкционированный доступ в здание КТП. На правых створках дверей предусмотреть возможность установки замков образца РЭС «Яргорэлектросеть», на левые створки – шпингалеты (верхние с удлиненной рукояткой);
 - крепление створок ворот и дверей должно быть выполнено на внутренних петлях.
 - замки на дверях - внутреннего исполнения, должны иметь простую и надежную конструкцию и открываться одним ключом. Двери и створки ворот должны иметь фиксацию в крайних положениях. Двери, жалюзи и замки должны иметь противовандальное исполнение. Предусмотреть петли для навесных замков;
 - отсеки силовых трансформаторов в ТП должны иметь защитные барьеры, с установленными на них плакатами «Стоп. Напряжение»;
 - на воротах отсеков силовых трансформаторов с обеих сторон ворот должны быть установлены диспетчерские наименования силовых трансформаторов в соответствии с утвержденными корпоративным стилем ПАО «МРСК Центра» (РК БП 20/17-01/2018, утверждённое приказом № 515-ЦА от 07.11.2018 г.) (наименование и шрифт согласовать дополнительно с диспетчерской службой РЭС);
 - для удобства замены и ремонта трансформатора трансформаторный отсек должен иметь специальное выкатное устройство;
 - токоведущие части 0,4 кВ, находящиеся под напряжением должны быть изолированы.
 - в качестве уплотнителей на дверцах ТП предусмотреть использование долговечных материалов устойчивых к атмосферным воздействиям (диапазон рабочей температуры от +40°С до –45°С);
 - предусмотреть технические мероприятия для обеспечения подключения к ТП резервного источника электроснабжения;
 - в комплект поставки включить ящик для песка, укомплектованный пакетами с сухим песком весом 2,5-3 кг (установить в камере трансформатора);
 - предусмотреть возможность объединения в единый контур заземления всех металлических конструкций КТП;
 - предусмотреть материалы для контура заземления: горизонтальный заземлитель сечением не менее 5х40, вертикальный – сечением не менее 50х50х5.
 - предусмотреть возле дверей и ворот с внутренней стороны КТП наличие контакта заземления с гайкой-барашком для возможного подключения к общему контуру заземления оборудования пожарных машин;
- Требования к РУ ВН и НН КТП:
- в камерах КСО предусмотреть окно для визуального осмотра контактных соединений;
 - камеры КСО комплектовать общим указателем напряжения и устройством контроля прохождения тока к.з. УТКЗ-4, средствами индивидуальной защиты и знаками безопасности;
 - управление приводами выключателей 10(6) кВ КСО – внутреннее;
 - необходимо наличие блокировок в РУ-10(6) кВ: привода заземлителя и выключателя нагрузки, дверцы предохранителей высоковольтного отсека, главных и заземляющих ножей разъединителя, электромагнитные блокировки и др.;
 - РУ ВН и НН выполнять в отдельных помещениях, предусмотреть сплошную огнеупорную перегородку между кабинами трансформаторов и РУ НН. В перегородке

должно находиться окно. Присоединение секций 0,4 кВ к силовым трансформаторам выполнить через изоляционные проходные перегородки;

- применение ШНН с использованием линейных рубильников РПС-4 или ППВР;
- исполнение ШНН с закрытием нижней части экраном из изоляционного материала, закрытием верхней части прозрачным полимерным материалом, с отверстиями для проверки отсутствия напряжения;
- исполнение ШНН в одном шкафу, на вводе автоматический выключатель стационарного исполнения с рубильником;
- в ШНН диэлектрические пластины, закрывающие предохранители должны иметь отверстия для проверки отсутствия напряжения;
- ввод РУ НН оснащать приборами учета электроэнергии и контроля параметров электроэнергии. Отходящие фидера без приборов учета.
- предусмотреть установку прибора учёта с параметрами: ном. ток 5(7.5)А, ном. напряжение 380В, класс точности 0,5/1,0, МП интервал 10 лет, профиль хранения 35 суток;
- дополнительные параметры: многотарифный, многофункциональный, учёт А и Р энергии, оптопорт, интерфейс RS485, однонаправленный, с возможностью передачи данных по GSM-каналу, эл. пломба, диапазон температур -40+55°С.
- применение гибкой связи трансформатора с РУ-0,4кВ (кабель в двойной ПВХ изоляции), что облегчает замену трансформатора и коммутационной аппаратуры;
- форма жалюзи – «ёлочка», без сетки «рабица», с управлением закрытия изнутри на зимнее время;
- стены, пол и потолок должны быть выкрашены краской, устойчивой к воздействию трансформаторного масла, влаги и механических воздействий;
- на приводах разъединителей, выключателей нагрузки и заземлителях установить таблички с диспетчерскими наименованиями (размер табличек, способ и место крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);
- на дверях высоковольтных отсеков ячеек в РУ-6(10) кВ установить с обеих сторон желтые треугольники с черными молниями, выполненные из металла размером 150x150 мм с жестким креплением к поверхности дверей;
- на дверях ячеек в РУ-6(10) кВ с возможностью двустороннего питания нанести краской круги красного цвета диаметром не менее 100 мм;
- в составе РУ-6(10) кВ выполнить обозначение секций шин: желтая полоса – 1-ая секция шин, зеленая полоса – 2-ая секция шин, а также установить таблички с номерами секций шин (размеры табличек, место и способ крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);
- в составе РУ-6(10) кВ выполнить разделение вертикальной красной линий секций шин с указанием в виде таблички направления от красной линии в сторону соответствующей секции шин (размеры табличек, место и способ крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);
- в ячейках РУ-6(10) кВ предусмотреть возможность установки переносного заземления с помощью специальной штанги для установки переносного заземления;
- на каждой ячейке в РУ-6(10) кВ предусмотреть внешний контакт для подключения к общему контуру заземления;
- на секциях в РУ-6(10) кВ обеспечить мероприятия по ограничению перенапряжений (ограничители перенапряжения не использовать в качестве опорных изоляторов) в соответствии с СТО 56947007-29.240.02.001-2008;
- оборудовать ячейки РУ-6(10) кВ устройствами контроля токов короткого замыкания (УТКЗ);
- в составе РУ-0,4 кВ выполнить обозначение секций шин: желтая полоса – 1-ая секция шин, зеленая полоса – 2-ая секция шин, а также установить таблички с номерами секций шин (размеры табличек, место и способ крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);

- в составе РУ-0,4 кВ выполнить разделение вертикальной красной линий секций шин с указанием в виде таблички направления от красной линии в сторону соответствующей секции шин (размеры табличек, место и способ крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);
- на каждой панели в РУ-0,4 кВ предусмотреть внешний контакт для подключения к общему контуру заземления;
- на секциях в РУ-0,4 кВ обеспечить мероприятия по ограничению перенапряжений (ограничители перенапряжения не использовать в качестве опорных изоляторов) в соответствии с СТО 56947007-29.240.02.001-2008;
- в панелях РУ-0,4 кВ предусмотреть возможность установки переносного заземления с помощью специальной штанги для установки переносного заземления;
- на дверях силовых отсеков панелей в РУ-0,4 кВ установить с обеих сторон желтые треугольники с черными молниями, выполненные из металла размером 150x150 мм с жестким креплением к поверхности дверей;
- на дверях релейных отсеков (отсеков учета, клеммных коробах) панелей в РУ-0,4 кВ установить с обеих сторон желтые треугольники с черными молниями, выполненные из металла размером 50x50 мм с жестким креплением к поверхности дверей;
- снаружи и внутри панелей РУ-0,4 кВ установить диспетчерские наименования присоединений (размер табличек, материал, способ и место крепления, шрифт и надпись согласовать дополнительно в РЭС);
- внутренне освещение камер РУВН принять на напряжение 36В;
- монтаж камер РУВН и панелей РУНН выполнять с применением торцевых панелей на крайних камерах и панелях;
- монтаж тяг приводов камер РУВН выполнить с применением тягоуловителей из диэлектрического материала;
- комплектацию материалов для монтажа контура заземления выполнить в соответствии с типовым проектом типа «ТП 407-3-494» для КТП и «ТП К-42-630» для 2КТП/БКТП/2БКТП;
- на камерах РУВН и панелях РУНН разместить металлизированные шильдики с типом распреструйств, однолинейные схемы;
- в РУВН и РУНН разместить ламинированные однолинейные схемы с указанием основных технических параметров ТП;
- включить в состав технической документации ТП паспорта и сертификаты на все электротехническое оборудование, установленное в ТП;
- включить в состав технической документации ТП заводские протоколы наладки/регулировки оборудования;
- применить в качестве цветового обозначения фаз шин РУВН/РУНН лакокрасочное покрытие в соответствии с ПУЭ;
- в случае применения РУ ТП с коридором обслуживания количество диэлектрических ковров из состава средств защиты принять равным количеству камер/панелей РУ ТП;
- включить в поставку материалов для монтажа ТП лакокрасочные материалы следующих цветов: желтый, зеленый, красный, черный; синий и серый (в соответствии с RAL Brand_Book) объемом 0,7 кг;
- установить у всех выключателей освещения РУ ТП металлизированное буквенное положение клавиш;
- установить у всех светильников освещения РУ ТП металлизированное буквенное обозначение уровня напряжения;
- на наружных стенах ТП предусмотреть нанесение трафаретом со всех сторон надписи: «Размещать объекты и находиться вблизи ТП запрещено».

Требования безопасности электроустановок:

По периметру КТП предусмотреть установку ограждений:

- высота ограждения должна составлять не менее 1,8 м.
- расстояние от ограждения до КТП должно быть не менее 2 м.
- предусмотреть в ограждении дверь шириной 0,8 м. Оборудовать дверь запирающим устройством, используемым в КТП (для возможности открытия одним ключом).
- предусмотреть съемную (разборную) часть ограждения со стороны двери трансформаторного отсека.

Полотно просматриваемого ограждения может быть изготовлено из:

- сварной металлической (стальной) сетки или решетки с диаметром прута не менее 5 мм, имеющей антикоррозийную защиту;
- сварной решетки, изготовленной из прямоугольного профиля сечением от 25x25 до 30x30 мм;
- композиции двух элементов (сварная сетчатая панель и плоская АКЛ).

В корпусе КТП предусмотреть установку системы охранной сигнализации с выводом сигнала на диспетчерский пункт путем отправки SMS сообщения по сети GSM, с использованием ревунов, а так же с возможностью передачи сигналов в систему телемеханики энергообъекта.

В комплексе охранной системы должны применяться только стандартные, серийно выпускаемые и надлежащим образом сертифицированные аппаратные средства.

5. Требования к проведению СМР и ПНР.

5.1. Последовательность проведения работ:

- Подготовительные работы и поставка оборудования;
- Работы по выносу в натуру и геодезическая разбивка сооружений;
- Проведение СМР (при необходимости, в соответствии с проектом, на данном этапе произвести комплекс работ по восстановлению прилегающей территории до первоначального состояния).

• Проведение ПНР, в том числе актуализация (при необходимости, в соответствии с проектом) однолинейных схем 6-10 кВ РЭС и прописывание элементов в АСТУ ОТУ (визуально и привязка ТС, ТИ и ТУ).

• Определение координат, трансформаторных подстанций полученных в результате оцифровки данных дистанционного зондирования (по спутниковым фотографиям) в общедоступных сервисах Google, Яндекс, Bing при условии возможности однозначной идентификации на спутниковой фотографии, либо по результатам обхода с применением оборудования GPS/ГЛОНАСС и предоставление данных координат в составе исполнительной документации.

Полученные данные должны удовлетворять следующим требованиям:

- система координат WGS84 (World Geodetic System 1984) (предоставить дополнением в формате Microsoft Excel);
- формат – градусы и десятичные доли градуса, например: N55,7698, E37,6418, где N – градусы северной широты, E – градусы восточной долготы;
- точность измерения – не менее 0,000001 градусов;
- при проведении измерений координат с использованием оборудования GPS/ГЛОНАСС точка измерений должна располагаться на расстоянии не более 5 метров от объекта измерения в любую сторону.

- Проведение ПНР.

5.2. Основные требования при производстве работ:

- Выполнение при необходимости (в соответствии с проектом) землеустроительных работ.
- Страхование рисков, в том числе причинения ущерба третьей стороне.
- Комплектация материалами, необходимыми для строительства, в строгом соответствии с технологической последовательностью СМР и в сроки, установленные календарным планом и графиком строительства, согласованным Заказчиком.
- Производство работ согласно утверждённой Заказчиком в производство работ РД, нормативных документов, регламентирующих производство общестроительных работ.
- Закупка и поставка оборудования и материалов, предусмотренных РД и согласованных Заказчиком, необходимых для производства СМР и ПНР (изменение номенклатуры поставляемых материалов должно быть согласовано с Заказчиком и проектной организацией без изменения сметной стоимости).
- Оформление при необходимости (*при соответствующем обосновании*) разрешений на производство земляных работ.
- Выполнение всех необходимых согласований, возникающих в процессе строительства.
- Выполнение всех Технических условий, выданных заинтересованными организациями.
- Оформление исполнительной документации в соответствии с НТД, передача ее Заказчику для утверждения в полном объеме по завершению этапов строительства или полного завершения строительства объекта.
- Представление необходимых документов для оформления ввода объекта в эксплуатацию Заказчиком по завершении работ.

6. Требования к подрядной организации:

Проектная организация:

- должна обладать необходимыми профессиональными знаниями и опытом при выполнении аналогичных проектных и строительно-монтажных, пусконаладочных работ не менее 3 лет;
- должна быть членом саморегулируемой организации в области проектирования и строительства, соответствующей виду выполняемых работ согласно ТЗ;
- имеет право привлекать специализированные Субподрядные организации, по согласованию с Заказчиком.
- должна иметь свидетельство о допуске на данный вид деятельности, оформленного в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ и устава СРО.
- осуществляет выбор типа оборудования и заводов изготовителей производить по согласованию с Заказчиком;
- отсутствие случаев травматизма персонала при проведении строительно-монтажных работ.

7. Правила контроля и приемки работ.

Контроль и приемка работ осуществляется в соответствии с условиями договора подряда и действующим законодательством и действующими регламентами.

8. Гарантийные обязательства:

8.1 Гарантия на оборудование и материалы должна распространяться не менее чем на 60 месяцев, на СМР и ПНР – 36 месяцев. Время начала исчисления гарантийного срока – с момента ввода в эксплуатацию.

8.2 Подрядчик должен за свой счет и в сроки, согласованные с Заказчиком, устранять любые дефекты в оборудовании, материалах и выполняемых работах,

выявленные в период гарантийного срока. В случае выхода из строя оборудования Подрядчик обязан направить своего представителя для участия в составлении акта, фиксирующего дефекты, согласования порядка и сроков их устранения не позднее 10 дней

со дня получения письменного извещения Заказчика. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов.

9. Сроки выполнения работ и условия оплаты.

9.1. Срок выполнения работ. Начало работ: с момента заключения договора. Окончание работ: до 30.06.2021.

Проектные работы выполняются в соответствии с согласованным с Заказчиком графиком выполнения работ.

9.2. Оплата производится в течение 30 (тридцати) рабочих дней с момента подписания сторонами актов приёма работ.

10. Основные нормативно-технические документы, определяющие требования к выполнению работ:

– Руководство по использованию фирменного стиля ПАО «МРСК Центра» (РК БП 20/17-01/2018), утверждённое приказом № 515-ЦА от 07.11.2018 г. «Требования к зданиям и сооружениям объектов электрических сетей при выполнении работ по реконструкции и новому строительству ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья»;

– Градостроительный кодекс РФ;

– Земельный кодекс РФ;

– Лесной кодекс РФ;

– ПУЭ (действующее издание);

– ПТЭ (действующее издание);

– Постановление правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

– Постановление Правительства РФ от 11.08.2003 N 486 «Об утверждении Правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети»;

– Постановление Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 «О порядке установления границ охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условиях использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», с последующими изменениями;

– Постановление Правительства РФ от 03.12.2014 N 1300 «Об утверждении перечня видов объектов, размещение которых может осуществляться на землях или земельных участках, находящихся в государственной или муниципальной собственности, без предоставления земельных участков и установления сервитутов»;

– Распоряжение ПАО «Россети» от 14.11.2019 № 468р «Об утверждении Типового положения по организации и осуществлению входного контроля продукции для строительства и реконструкции объектов электросетевого комплекса ДЗО ПАО «Россети».

– СТО 34.01-2.3.3-037-2020 от 05.02.2020 года «Трубы для прокладки кабелей напряжением выше 1 кВ. Методика входного контроля на объектах электросетевого строительства».

– ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации»;

- Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе»;
- Концепция цифровизации сетей на 2018-2030 гг. ПАО «Россети»;
- СТО 34.01-21.1-001-2017 «Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию»;
- СТО 34.01-6.1-001-2016. «Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-002-2015 «Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ Анкерная и поддерживающая арматура для СИП-1 и СИП-2. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-003-2015» Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Вспомогательная арматура. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-004-2015 «Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Ответительная арматура. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-005-2015 «Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Правила приёмки и методы испытаний. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-006-2015 «Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Соединительная арматура. Общие технические требования»;
- СТО 34.01-2.2-007-2015 «Арматура для воздушных линий электропередачи с самонесущими изолированными проводами напряжением до 1 кВ. Анкерная и поддерживающая арматура для СИП-4. Общие технические требования»;
- Технические требования к компонентам цифровой сети (утверждены распоряжением ПАО «Россети» от 25.05.2020 №121 р);
- СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ»;
- Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ, № 14278. Утверждены Минтопэнерго 20.05.1994 г.;
- СТО 56947007-29.240.02.001-2008 «Методические указания по защите распределительных сетей напряжением 0,4-10 кВ от грозовых перенапряжений»;
- СТО 34.01-2.2-033-2017 «Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ – секционированные пункты (реклоузеры). Том 1.2. Секционированные пункты (реклоузеры)»;
- СТО 34.01-3.2-011-2017. Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания»;
- Руководство по изысканиям трасс и площадок для электросетевых объектов напряжением 0,4-20 кВ;
- Методические указания ПАО «МРСК Центра» по установке индикаторов короткого замыкания на воздушных линиях электропередач в сетях 6-10 кВ, МИ БП 11/06-01/2020;
- Положение об управлении фирменным стилем ПАО «МРСК Центра» / ПАО «МРСК Центра и Приволжья»;
- Методические указания по соблюдению фирменного стиля, обобщенным требованиям к стационарным знакам и плакатам, размещаемым на объектах

электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья», МИ БП 10.1/05-01/2020;

– РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования»;

– Инструкция 1.13-07 «Инструкция по оформлению приемо-сдаточной документации по электромонтажным работам»;

– Руководство «Требования к зданиям и сооружениям объектов электрических сетей при выполнении работ по реконструкции и новому строительству ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья»;

– Руководство «Порядок ведения исполнительной и формирования приемо-сдаточной документации на объектах электросетевого комплекса ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья» РК БП 20/08-02/2019;

– Руководство «Организация и осуществление входного контроля продукции для строительства и реконструкции объектов электросетевого комплекса ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья» РК БП 20/08-02/2019;

– СП 48.13330.2019 "СНиП 12-01-2004 Организация строительства"

– СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве», часть 1 «Общие требования»;

– СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве», часть 2 «Строительное производство».

– ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях».

– ПНСТ 283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока».

– СТО 56947007-29.240.044-2010. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства.

– СТО 56947007-29.120.70.042-2010 Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами.

– СТО 56947007-29.240.043-2010. Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов.

– СТО 34.01-4.1-009-2019 Методические указания по проектированию и эксплуатации технологических защит и автоматики, выполненных на базе микропроцессорной техники на объектах электросетевого комплекса ПАО «Россети».

– Сборник директивных указаний по повышению надежности и безопасности эксплуатации электроустановок в электросетевом комплексе ПАО «Россети». СДУ-2016 ч.1.

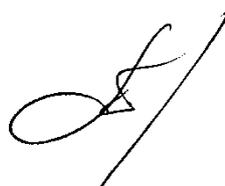
– Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики подстанций. СТО 56947007-33.040.20.181-2014.

– Трансформаторы тока на классы напряжения 6-35 кВ. Общие технические требования. СТО 34.01-3.2-001-2016.

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании и строительстве необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующих на момент разработки ПСД и выполнении СМР(ПНР), в т.ч. включенными в актуальный Перечень нормативной технической (технологической) документации,

используемой в производственно-хозяйственной деятельности ПАО «МРСК Центра» и ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Начальник службы подстанций



Р.Е. Титов

Заместитель главного инженера по оперативно-технологическому и ситуационному управлению- начальник центра управления сетями



С.П. Савченко

Заместитель директора по капитальному строительству



А.В. Бугров

Начальник управления технологического развития



Р.В. Трубин

Начальник отдела эксплуатации и развития систем учета



П.М. Кошлаков

Заместитель директора по безопасности – начальник отдела безопасности



Г.В. Ширшаков

**Форма ориентировочного расчета физических объемов работ по строительству и реконструкции электросетевых объектов
(информация для служебного пользования УИ Филиала без права передачи за пределы ПАО «МРСК Центра»)
Ориентировочный расчет физического объема работ к ТУ №20624179 (ООО «Ярспорт»)**

Ориентировочные характеристики объемов работ по ВЛ

№ п/п	Вид работ		Длина линии, км	Напряжение, кВ	Марка провода, кабеля			Сечение провода, мм ²	Количество цепей			Процент заменяемых опор (для реконструкции с частичной заменой опор), %	Вид опор, для ВЛ с разными типами опор указывается в каждой графе тип опор (анкерные или промежуточные)				Секционированный разьединитель, шт.		Реклоузер, шт.	Ввод в здание, шт.
	новое строительство	Реконструкция			неизолированный	изолированный или защищенный	самонесущий кабель		1	2	подвес доп. провод в, в т.ч. ВОЛС		металлические решетчатые	многогранные металлические	ж/б	Деревянные	РЛР	ПРВТ		
1	*		0,01	10		*		3*70	*					*		*				
2	*		0,04	0,4		*		3*120+1*12 0+1*16	*					*						
3	*		0,04	0,4		*		3*120+1*12 0+1*16	*					*						

Ориентировочные характеристики объемов работ по КЛ

№ п/п	Вид работ		Длина линии, км	Напряжение, кВ	Марка токоведущей жилы		Изоляция кабеля			Сечение кабеля, мм ²	Количество кабелей в траншее, шт	Способ прокладки, длина, км				
	новое строительство	Реконструкция			медь	алюминий	сшитый полиэтилен	ПВХ	бумажно-масляная			в траншее	в трубе	ГНБ	прокол	
1	*		0,1	10		*			*			*				

Ориентировочные характеристики объемов работ по РП, РТП, ТП 6-10/0,4 кВ

№ п/п	Вид работ		Кол-во и мощность трансформаторов, кВА	Конструктивное исполнение					Выносной разьединитель		Кол-во присоединений 6-10кВ, шт.	Кол-во присоединений 0,4кВ, шт.	Тип выключателя 6-10кВ			Требования безопасности электроустановок	
	новое строительство	Реконструкция		металл	сэндвич панели	кирпич	бетон	СТП	РЛР	ПРВТ			ВН (выключатель нагрузки)	ВВ (вакуумный выключатель)	моноблок элегазовый	Система охранной сигнализации	Строительство защитного ограждения
1	*		КТП 630 кВА 10/0,4 кВ с тр-ми 630 кВА 10/0,4 кВ	*					*		1	2				*	*

Ориентировочные характеристики объемов работ по ПС 35-110 кВ

№ п/п	Вид работ		Вид ПС		Кол-во и мощность трансформаторов, кВА	Напряжение, кВ	Схема РУ на стороне			Количество присоединений/отходящих ВЛ			Перечень прочих работ при реконструкции	
	новое строительство	Реконструкция	закрытая	открытая			110кВ	35кВ	6-10кВ	110кВ	35кВ	6-10кВ		
		ТТ 10 кВ в ячейке №1 (2 шт.)				10					*		2	

Начальник управления
технологического развития



Р.В. Трубин