

«Утверждаю»
Первый заместитель директора
- главный инженер
филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»
В.В. Плещев

«16» _____ 03 _____ 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ №969/ЯР
на выполнение работ «под ключ» по проектированию и
строительству/реконструкции объекта:

Строительство КЛ 10 кВ №1 ПС 110/10 кВ Перевал - РП Строймонтаж;
Строительство КЛ 10 кВ №2 ПС 110/10 кВ Перевал - РП Строймонтаж;
Реконструкция ЗРУ-10кВ ПС 110/10кВ Красный Перевал (инв.№ 11003266)
с монтажом линейных ячеек 10 кВ №15 и №16.

для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств: «БРТП-1, ТП-2, ТП-3 для электроснабжения 17 многоквартирных жилых домов (со встроенными нежилыми помещениями и с инженерными коммуникациями и 3-х групп наружного освещения, присоединяемая мощность 3498,5 кВт (I кат. – 595,9 кВт; II кат. – 2887,6 кВт, III кат. – 15 кВт)».

1. Основание выполнения работ:

- 1.1. Технологическое присоединение к сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» энергопринимающих устройств заявителей: ООО СП «Строймонтаж».
- 1.2. Договор технологического присоединения №41720561/ТП-19 от 13.02.2019.
- 1.3. Срок подключения заявителя: 13.02.2023.

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
г. Ярославль	МКР №15 в Дзержинском районе	76:23:000000:0059

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. Строительство:

- КЛ 10 кВ №1 ПС 110/10 кВ Перевал – РП Строймонтаж (протяженностью ~2,4 км); код СПП элемента–Z76-TP41720561.01.
- КЛ 10 кВ №2 ПС 110/10 кВ Перевал – РП Строймонтаж (протяженностью ~2,4 км); код СПП элемента–Z76-TP41720561.02.

2.2.2. Реконструкция:

- ЗРУ-10кВ ПС 110/10кВ Перевал (инв.№ 11003266) с монтажом линейных ячеек 10 кВ №15 и №16 на 1 и 2 с.ш. (2 шт.), код СПП элемента–Z76-TP41720561.03.

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 110/10 кВ Перевал расположена по адресу: г Ярославль, ул. 1905 года, д.15.

Схема первичных соединений РУ 110 кВ 110-4Н; РУ 10 кВ 10-1 (в соответствии с СТО 56947007-29.240.30.010-2008).

Установленная мощность электроустановки - 2х40 МВА.

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

ЗРУ-10кВ ПС 110кВ Перевал

Наименование	Значение/ параметр	Примечание
количество ячеек, в том числе:	24	КРУ К-104
линейные, шт.	14	
трансформаторные, шт.	2	
секционная, шт.	1	
ячейка секционного разъединителя, шт.	1	
ячейки ТСН, шт.	2	
ячейка ДГР, шт.	2	ДГР отсутствуют
тип заходов	КЛ	

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 монтажом линейных ячеек 10 кВ (2 шт.) на 1 и 2 секциях шин с укомплектованием их выкатными элементами, вакуумными выключателями, ТТ с комплектом аналогово – цифровых преобразователей, микропроцессорными защитами, адаптированными к работе в составе цифровой ПС, ТТ нулевой последовательности, приборами учета электрической энергии. Вновь устанавливаемые ячейки должны быть укомплектованы всеми необходимыми приспособлениями, обеспечивающими безопасную работу с оборудованием (съёмные рукоятки приводов заземляющих ножей, рычаги для вкатывания/выкатывания тележки выключателя, ключи от замков дверей отсеков ячеек и пр.)

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;
- решения по обеспечению ЭМС устройств РЗА, АСУ ТП, АСУЭ, СИ, СМиУКЭ и СС;
- произвести расчет емкостного тока присоединяемых к шинам ПС ЛЭП 6-10кВ и проверку мощности ДГР (если они установлены на ПС) по емкостному току сети с учетом её перспективного развития. Если же ДГР на ПС не установлены – то должен быть выполнен расчет емкостного тока присоединяемых к шинам ПС ЛЭП 6-10кВ с учетом емкостного тока существующей сети и дано заключение проектной организации о необходимости (или отсутствии необходимости) установки ДГР.

4.2. Релейная защита и автоматика.

В составе ОТР разработать раздел по РЗА, в том числе:

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 филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго». 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 филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго». 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 и ТН;

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 управления технологическим процессом (АСУ ТП)».

В составе раздела разработать:

4.3.1. Перечни сигналов телеинформации для передаваемой в ДП РЭС и ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»;

4.3.2. Структурную схему АСУ ТП и передачи данных РАС с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации; пояснительную записку (состав функциональных подсистем, направления передачи информации);

4.3.3. Решения по организации оперативных блокировок;

4.3.4. Решения по местам установки средств АСУ ТП;

4.3.5. Решения по организации измерений, организуемых средствами СИ и интегрируемых в АСУ ТП, и их метрологическому обеспечению.

4.3.6. Решения по передаче информации в ОИК АСДУ ДП РЭС и ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго», отображения информации в указанных ДП.

В составе раздела разработать ОТР по организации АСУ ТП структурную схему АСУ ТП с отражением состава функциональных подсистем и направлений передачи информации.

4.4. «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.

4.5. «Метрологическое обеспечение».

В составе раздела определить и разработать:

4.5.1. 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;

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

4.5.3. Требования к нормам точности измерения параметра;

4.5.4. Необходимость интеграции измеряемого параметра в ИТС;

4.5.5. Основные требования по выбору СИ;

4.5.6. 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).

4.6. «Основные технические решения по организации связи».

В составе раздела на основании результатов предпроектного обследования выполнить и разработать:

- пояснительную записку с описанием предлагаемых решений;
- перечень проектируемых систем связи и укрупненный состав каждой из проектируемых систем связи;
- направления организации каналов связи (в форме таблицы информационных потоков) с указанием типа, емкости и назначения организуемых каналов связи и устройств связи, по которым организуются основные и резервные каналы;
- общую структурную схему связи с указанием оборудования всех проектируемых и существующих систем связи, используемых проектом;
- схемы организации наложенных сетей (ТЛФ, данные АСУЭ, РАСП, ТМ и т.п., отдельно для каждой из систем);
- схемы организации основных и резервных/дублирующих каналов связи (голос, данные) между проектируемым объектом и соответствующими центрами управления (ЦУС, ДЦ) с отображением маршрутов прохождения;
- организационно-технические решения по созданию/модернизации систем связи для передачи корпоративной и технологической информации (отдельным томом) в соответствующие предприятия электроэнергетики включая:

1. Перечень, количество и необходимые характеристики каналаобразующего оборудования исходя из потребностей по объему передаваемой информации (РЗ, СА, ПА и РА, ТМ, диспетчерско-технологическая телефония и др.).

2. Комплекс внутриобъектной связи, включая структурированную кабельную систему (СКС), локальную вычислительную сеть (ЛВС), систему телефонной, оперативно-диспетчерской, селекторной и громкоговорящей радиопоисковой связи, DECT связи, записи диспетчерских переговоров. Состав и объем внутриобъектной связи уточнить в проектной документации с учетом решений по диспетчерско-технологическому управлению ПС (с постоянным или без постоянного обслуживающего персонала), на основании данных ППО.

- обеспечение инфраструктуры, включая:
 - подготовку помещений, в том числе создание систем жизнеобеспечения (система централизованного климат-контроля, кондиционирования, пожарной сигнализации и т.п.);
 - заменить существующий ИБП APC на новый с учетом непрерывной работы при отсутствии внешнего энергоснабжения (не менее 6 часов), включая мониторинг состояния системы гарантированного электропитания систем связи с функцией оповещения оперативного персонала объекта электроэнергетики об аварийных отклонениях в режиме работы системы гарантированного электропитания (например APC Smart UPS 1000 с сетевой картой AP9631).

Все решения должны быть взаимоувязаны с решениями по созданию систем связи.

Комплекс внутриобъектной связи, включая структурированную кабельную систему (СКС), локальную вычислительную сеть (ЛВС), систему телефонной, оперативно-диспетчерской, селекторной и громкоговорящей радиопоисковой связи, записи диспетчерских переговоров. Состав и объем внутриобъектной связи уточнить в проектной документации с учетом решений по диспетчерско-технологическому управлению ПС (с постоянным или без постоянного обслуживающего персонала), на основании данных ППО.

Проектно-сметная и рабочая документация

4.7. Требования к проектной документации

4.7.1. 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.**

4.7.2. 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 топоматериале 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»).

4.7.3. 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;

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

- 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.

4.7.5. 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.

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

4.7.7. Мероприятия по охране окружающей среды.

4.7.8. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

4.7.9. 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*).

4.8. Требования к сметной документации

4.8.1. 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.

4.8.2. 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.

4.8.3. 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.

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

4.8.5. 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».

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

4.8.7. 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.

4.8.8. 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);

4.9. 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:

4.9.1. 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.);

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

4.9.3. 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).

4.9.4. 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.

4.9.5. 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).

4.10. Требования к оформлению проектной документации

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

4.10.2. 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;

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

4.10.4. 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.

4.10.5. 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.

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

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

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

4.11. Требования к применяемым техническим решениям и оборудованию.

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

4.11.2. Выбор типов оборудования осуществляется по согласованию с Заказчиком.

4.11.3. 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.

4.11.4. 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).

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

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

4.11.7. 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.

4.11.8. 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.

4.11.9. 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.

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

4.11.11. **Основные характеристики объекта после реконструкции.**

Выполнить реконструкцию ЗРУ-10кВ ПС 110/10кВ Красный Перевал (инв.№ 11003266) установкой 2-ух ячеек 10кВ № 15 и №16.

Оборудование (объект)	Характеристика оборудования и выполняемых работ
Ячейки 10 кВ – 2шт.	Выполнить установку ячеек 10 кВ, в том числе: Ячейки линейные – 2 шт. Тип, место установки и параметры оборудования ячеек уточнить при проектировании
Щит постоянного тока в комплекте с зарядно-подзарядными устройствами	Без изменений

Щит собственных нужд	Без изменений
Маслоприемное устройство трансформаторов Т-1 и Т-2 и устройство системы маслоотвода и маслосбора	Без изменений
Планировка территории и подъезды к ПС	Без изменений
ВЛ 10 кВ	Без изменений
Техническое перевооружение вторичное оборудование:	Предусмотреть комплектацию ячеек трансформаторами тока, микропроцессорными устройствами РЗА (далее МПУ РЗА), оптоволоконной защитой от дуговых замыканий, блоком индикации наличия напряжения на вводе.
Дополнительные требования	Предусмотреть возможность пристыковки новых ячеек к существующим без переходного шкафа.
Дополнительное оборудование	Предусмотреть в новых ячейках установку трансформаторов тока нулевой последовательности

4.11.12. Основные требования к РУ 10 кВ.

Выключатели 10 кВ должны иметь следующие технические характеристики:

Наименование параметра	Значение
Тип выключателя	Вакуумный, необслуживаемый
Номинальное рабочее напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток, А - Вводной выключатель - Секционный выключатель - Ячейка присоединения	1000
Номинальный ток отключения, кА, не менее	20
Требования к стойкости при сквозных токах КЗ	
Ток термической стойкости, кА, не менее	20
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Требования к коммутационной стойкости	
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	50
Ресурс по коммутационной стойкости (для каждого полюса): - количество операций «О» при номинальном токе отключения, не менее - количество операций «О» («В») при номинальном токе, не менее	≥ 100 ≥ 100000
Ресурс выключателя по механической стойкости, циклов В – О, не менее	≥ 100000
Требования к электрической прочности изоляции	ГОСТ 15 16.3-96 уровень «б»
Требования к конструкции	
Собственное время отключения, с, не более	$\leq 0,06$
Полное время отключения, с, не более	$\leq 0,07$
Разновременность замыкания и размыкания контактов полюсов и разрывов по ГОСТ Р 52565-2006 п. 6.4.7, (да, нет),с	$\leq 0,004$
Собственное время включения, с	$\leq 0,1$

Вид привода	Электромагнитная защелка
Напряжение вспомогательных цепей, В - постоянного/переменного тока	-220
Пределы измерения напряжения цепей управления, %	
- включения	85-105
- отключения	70-110
Кол-во электромагнитов отключения	
Кол-во электромагнитов включения	
Кол-во электромагнитов блокировки	
Тип блока управления вакуумным выключателем	Установить проектом
Наибольший пик тока включения, кА, не менее	
Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения, кА, не менее	
Напряжение питания катушек управления (включения и отключения), В	-220
Ток в цепи управления привода полюса при номинальном напряжении, А, не более - включения - отключения	
Исполнение силового выключателя (выкатной, на кассете)	выкатной
Расположение полюсов	
Тип привода силового выключателя (электромагнитный, пружинный)	Электромагнитная защелка
Привод выкатного элемента (ручной или моторный)	ручной
Требования к диагностированию: – в соответствии с периодичностью и объеме указанных в СТО 34.01-23.1-001-2017 – в объеме дополнительных требований к СТО 34.01-23.1-001-2017	Да Нет
Возможность оценки технического состояния в соответствии с приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676	Да

Ограничители перенапряжения 10 кВ должны иметь следующие технические характеристики:

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение сети, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение сети, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН кВ, не менее	Установить проектом
Номинальный разрядный ток, кА	Установить проектом
Требования к электрической прочности изоляции	ГОСТ Р 52725-2007
Конструктивное исполнение ОПН (опорное/подвесное)	опорное
Требования к диагностированию: – в соответствии с периодичностью и объеме	

указанных в СТО 34.01-23.1-001-2017 – в объеме дополнительных требований к СТО 34.01-23.1-001-2017	Да
	Нет
Возможность оценки технического состояния в соответствии с приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676	Да

Устройства РЗА должны иметь следующие технические характеристики:

Наименование параметра	Значение
Тип аппаратуры релейной защиты и автоматики ячеек	Микропроцессорные устройства
Напряжение питания вторичных цепей оперативного тока, В	220 В, постоянный ток
Схемы вторичных соединений	Разрабатываются и согласовываются дополнительно
Расположение аппаратуры релейной защиты и автоматики	В релейном отсеке ячейки
Тип дуговой защиты	Индивидуальные устройства Орион-ДЗ
Необходимость выполнения селективной дуговой защиты (да, нет)	да

Приборы учета электроэнергии должны иметь следующие технические характеристики:

Наименование параметра	Значение
Тип счетчика	Совместимый с ранее установленными на объекте ПУ (СЭТ-4ТМ.03М.01) в части интеграции в АИИС КУЭ и передачи данных по RS-485
Класс точности счетчика (для учета активной/реактивной электрической энергии)	0,5s
Напряжение питания счетчика, В переменное	3*57.7/100
Расположение счетчика	На дверце релейного шкафа ячейки

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»
Наличие комплекта аналого-цифровых преобразователей		Да

4.12. 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;
- технические решения по электромагнитной совместимости устройств ИТС и СС на проектируемом объекте;
- 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».

4.13. 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, выполнить проверку чувствительности защит;

- 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 конфигурацию терминалов, логику работы защит;

- решения по удаленному доступу к изменению конфигураций и уставок терминалов РЗА;

- 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;

- 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»;

- решения по регистрации аварийных процессов и событий объекта (ВЛ/КЛ/ПС) с учетом наличия этой функции в микропроцессорных терминалах РЗА, в т.ч.:

- вид (тип) измеряемых и регистрируемых параметров;
- частота обработки;
- регистрируемые сигналы (с указанием источника сигнала);
- условия пуска должны обеспечивать сбор информации, достаточной для обеспечения своевременного (оперативного) анализа аварийного процесса.

функциональную блок-схему взаимодействия устройств РЗА между собой и внешними устройствами, на которых должны быть представлены все коммуникации между устройствами РЗА.

Применяемые МП устройства РЗА должны обеспечивать следующие

эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных проектом;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики, длительностью несколько лет, не зависимо от наличия питания,
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- встроенный архив событий,
- встроенный цифровой осциллограф.
- работа измерительных органов устройств РЗА с погрешностью не более 5% (при частоте 45 или 55 Гц) для режимов работы энергосистемы в диапазоне частот 45 - 55 Гц и правильное функционирование в соответствии с заданными параметрами настройки (уставками).

МПУ должны иметь русскоязычный интерфейс, программное обеспечение для связи с МПУ так же должно быть на русском языке.

Вновь устанавливаемые устройства РЗА должны поддерживать возможность передачи информации по протоколу стандарта МЭК 61850 (MMS).

4.14. 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, каналаобразующей 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.

4.15. 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.

4.16. Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА АСУ ТП, АИИСКУЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном

разделе.

В разделе должны быть приведены обосновывающие расчеты, подтверждающие достаточность мероприятий, обеспечивающих нормальную работу устройств РЗА, АСУ ТП, АСУЭ, связи, с отражением, в том числе решений по:

- заземляющему устройству объекта проектирования;
- способам раскладки кабелей вторичных цепей и силовых, в т.ч. кабелей собственных нужд объекта проектирования;
- молниезащите и обеспечению отсутствия ее влияния на устройства;
- реализации, при необходимости, дополнительных мероприятий по обеспечению ЭМС при наличии внешних по отношению к объекту строительства мощных источников высокочастотных излучений, применению экранированных и/или неэкранированных кабелей во вторичных цепях для подключения устройств и другие.

В разделе должны быть приведены обосновывающие расчеты, подтверждающие достаточность мероприятий, предусмотренных проектом, по обеспечению требований ЭМС.

4.17. Решения по организации электропитания устройств РЗА, АСУ ТП, систем связи и других систем, включая:

- таблицы потребителей сети собственных нужд 0,4 кВ и постоянного оперативного тока и их характеристики;
 - провести расчеты и выдать рекомендации о необходимости замены АБ, ЩПТ и зарядных устройств с учетом вновь устанавливаемого оборудования;
 - организовать разработку схем сети постоянного оперативного тока и собственных нужд 0,4 кВ, включая схемы ЩПТ и ЩСН с учетом вновь устанавливаемого оборудования;
 - ориентировочные расчеты токов КЗ в сетях собственных нужд и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
 - выполнение защиты сетей постоянного оперативного тока и собственных нужд;
 - построение карт селективности защитных аппаратов сети 0,4 кВ и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
 - контроль состояния АБ и сети постоянного оперативного тока, включая устройства автоматического и автоматизированного поиска «земли»;
 - организация непрерывного мониторинга состояния системы гарантированного электропитания устройств АСТУ/СДТУ с функцией оповещения оперативного персонала объекта электроэнергетики об аварийных отклонениях в режиме работы системы гарантированного электропитания.
 - провести проверку оборудования собственных нужд (ТСН и ЩСН) с учетом заменяемого оборудования. Проверить на селективность работу коммутационных аппаратов сети 0,4 кВ. Разработать схему сети 0,4 кВ с учетом заменяемого оборудования.
 - провести проверку оборудования сети постоянного тока с учетом заменяемого оборудования. Проверить на селективность работу коммутационных аппаратов. Разработать схему постоянного тока с учетом заменяемого оборудования.
 - привести расчет объема кабельной продукции;
 - оперативный ток принять постоянный 220 В. Вновь установленное оборудование подключить к сети постоянного тока от УУОТ;
- проверку существующего устройства управления оперативным током с учетом вновь подключаемой нагрузки. По результатам выполненных расчетов сети постоянного тока определить необходимость реконструкции, предусмотреть замену зарядно-подзарядных устройств. Типы и параметры устройств постоянного тока определить проектом. Выполнить контроль изоляции вторичных цепей ОТ. Выполнить расчет сети постоянного тока.

4.18. Основные требования к КЛ 10 кВ.

Напряжение, кВ	10 кВ
Конструктивное исполнение	Трехфазное
Сечение жилы, кв. мм	240
Сечение экрана, кв. мм	определить проектом
Транспозиция экранов	определить проектом
Заземление экранов	Одностороннее/двухстороннее (определить проектом)

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.

– Проектом предусмотреть возможность монтажа резервных труб в соответствии с СТО 34.01-21.1-001-2017;

– Трубы для прокладки КЛ методом горизонтально-направленного бурения должны быть изготовлены в соответствии с действующими нормативными документами (ГОСТ или ТУ);

– Входной контроль труб должен осуществляться в соответствии с 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»;

– Трубы должны быть выполнены из полимерных материалов, обеспечивающих повышенную термостойкость к температуре внешней оболочки кабеля, определяемой расчетным способом для различных режимов работы КЛ:

- при температурах токоведущих жил кабеля до 90°C, характерных для длительного нормального режима (не менее 30 лет);
- при температурах токоведущих жил кабеля до 130°C в режиме перегрузки (не более 8 ч в сутки и не более 1000 ч за срок службы);
- при температурах токоведущих жил кабеля до 250°C, связанных с перегревом кабеля токами короткого замыкания.

– Трубы должны обладать повышенной теплопроводностью – не менее 0,5 Вт/мК для обеспечения эффективного отвода тепла от кабельной линии.

– В трубах должна отсутствовать адгезия внутренней поверхности трубы к оболочке кабеля при нагреве токопроводящих жил кабеля до 250°C для исключения слипания кабеля с трубой при коротких замыканиях.

– Внутренняя поверхность труб, контактирующая с кабелем, должна не распространять горение.

– Гладкостенные трубы для кабелей напряжением выше 1 кВ являются многослойными с числом слоев три и более. Наличие у трубы одного или двух конструктивных слоев допускается только в случае, когда труба является гибкой гофрированной.

– Трубы должны обладать характеристиками, которые позволили бы беспрепятственно монтировать их с применением технологии ГНБ:

- труба должна быть в достаточной степени гибкой – минимальный радиус изгиба трубы должен быть не менее 20 внешних диаметров трубы;

- труба должна иметь защитную оболочку повышенной прочности (твердость поверхности по Шору D не менее 60) для исключения истирания поверхности трубы и обеспечения сохранения кольцевой жесткости при длинных проколах;

- труба должна быть стойкой к растяжению;

- труба должна подвергаться контактной (стыковой) сварке для организации сплошных проколов большой длины;

- концевая труба должна быть оборудована воронкой для исключения перетирания оболочки кабеля;

- в качестве трубопроводов (защитных футляров) при прокладке высоковольтного кабеля следует по возможности применять трубы диаметром не менее 1,5D, где D – внешний диаметр кабеля. Использование стальных труб для пофазной прокладки одножильных кабелей не допускается.

– Трубы должны обеспечивать возможность извлечения кабеля с целью его ремонта или замены.

– В комплекте с трубами должны поставляться уплотнители для обеспечения герметизации пространства между кабелем и трубой, капы заводского производства для герметизации резервных труб.

– Трубы должны иметь гладкую наружную и внутреннюю поверхности. На трубах допускаются незначительные продольные полосы и волнистость, не выходящие толщину стенки трубы за пределы допускаемых отклонений. Не допускаются на наружной, внутренней и торцевой поверхности пузыри, трещины, раковины, посторонние включения.

– Трубы должны допускать эксплуатацию при температуре окружающей среды от -50°C до +50°C.

– Срок службы труб должен составлять не менее 30 лет.

– Трубы должны пройти входной контроль, порядок проведения которого регламентирован распоряжением 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»;

– Трубы должны иметь:

- все необходимые сертификаты соответствия, сертификаты пожарной безопасности ПВ-0 (повышенная стойкость к горению по ГОСТ Р 53313-2009, протокол приемо-сдаточных (заводских) испытаний и других испытаний, и т.д.;

- документы, подтверждающие положительный опыт эксплуатации данной продукции при проведении электромонтажных работ;

- рекомендательное письмо от заводов-изготовителей кабеля; руководство по эксплуатации, транспортированию, хранению; паспорт с указанием гарантийных обязательств;

- производитель труб должен предоставить: расчет понижающего коэффициента по теплопроводности;

– 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.

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 01.11.2021.

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. Ответвительная 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»

Главный инженер
РЭС 1 категории «Яргорэлектросеть»



В.А. Лебедев

Заместитель главного инженера - начальник ПТО
РЭС 1 категории «Яргорэлектросеть»



И.С. Скалдуцкий

Заместитель главного инженера
по эксплуатации – начальник УВС



С.П. Кочкин

Начальник службы подстанций



А.Э. Чугунов

Начальник управления корпоративных
и технологических автоматизированных
систем управления



А.В. Полетаев

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



С.П. Савченко

Заместитель директора по
инвестиционной деятельности



С.Н. Гущин

Начальник управления
технологического развития
и цифровизации



А.Е. Сметанин

Начальник отдела эксплуатации и
развития систем учета



П.М. Кошлаков

**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 №20550972 (ООО СП «Строймонтаж»)

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 разъединитель, 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		
	нет																			

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	•		2,3	10		•	•			240		•			
2	•		0,1	10		•	•			240				•	
3	•		2,3	10		•	•			240		•			
4	•		0,1	10		•	•			240				•	

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 разъединитель		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	
	нет															

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	
1	Линейных ячейки 10 кВ (2 шт.)					10			*			2	

Заместитель главного инженера - начальник ПТО

И.С. Скалдуцкий

Начальник управления технологического развития и цифровизации

А.Е. Сметанин