

«УТВЕРЖДАЮ»
Первый заместитель директора -
главный инженер филиала
ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

В. А. Антонов
« 29 » мая 20 17 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение конкурса по выбору подрядчика
на выполнение работ «под ключ» по проектированию реконструкции ПС 110 кВ № 15 Семилуки,
проектированию и строительству ЛЭП 6 кВ, ТП 6/0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ для техприсоединения автомобильной
газонаполнительной компрессорной станции ООО «Газпром газомоторное топливо»

1. Общие требования.

Работы выполнить в два этапа:

1-й этап:

1.1 Разработать проектно-сметную документацию (ПСД) для реконструкции ПС 110 кВ № 15 Семилуки с установкой новой линейной ячейки, строительства ЛЭП 6 кВ и объектов распределительной сети, расположенных в Воронежской области, Семилукский район, г. Семилуки руководствуясь постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 (ред. от 26.03.2014) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» и в соответствии с положением ПАО «Россети» «О единой технической политике в распределительном сетевом комплексе»;

1.2 Выполнить согласование проекта с Заказчиком, заинтересованными сторонами и надзорными органами (при необходимости).

2-й этап: Выполнение строительно-монтажных (СМР) и пусконаладочных работ (ПНР).

2. Исходные данные для проектирования и проведения СМР и ПНР.

2.1 Объем работ по Договору на технологическое присоединение № 41300600 от 17.08.2016 г.:

- Запроектировать и выполнить реконструкцию ПС 110 кВ № 15 Семилуки с установкой новой линейной ячейки с вакуумным выключателем 6 кВ (секцию 6 кВ и объем реконструкции шинного моста определить при проектировании). (Z36-TP41300600.06).
- Запроектировать и выполнить строительство КЛ 6 кВ от проектируемой линейной ячейки на ПС 110 кВ № 15 Семилуки до проектируемой ТП 6/0,4 кВ (ориентировочная протяженность – 0,49 км, переход через три автомобильные дороги методом ГНБ 0,130 км и 0,010 км). (Z36-TP41300600.01).
- Запроектировать и построить ТП 6/0,4 кВ с трансформатором 630 кВА (уточнить проектом). (Z36-TP41300600.05).
- Запроектировать и выполнить строительство трех КЛ 0,4 кВ от проектируемой ТП 6/0,4 кВ до участка заявителя (ориентировочная протяженность – 0,03 км каждая КЛ). (Z36-TP41300600.02), (Z36-TP41300600.03), (Z36-TP41300600.04).

3. Требования к проектированию.

3.1 Техническая часть проекта в составе:

3.1.1 Пояснительная записка:

- исходные данные для проектирования;
- сведения о климатической и географической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта;
- сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта, его категории и классе;
- технико-экономическую характеристику проектируемого линейного объекта (категория, протяженность, проектная мощность, пропускная способность и др.).

3.1.2 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, полоса отвода;
- акт выбора земельного участка, согласованный с собственниками земельных участков и смежными землепользователями;

- *Привести в графической части*

- акт выбора земельного участка на действующем топоматериале, с указанием надземных и подземных коммуникаций, пересекаемых в процессе строительства и попадающих в пятно застройки (Акт выбора должен отражать оптимальный вариант трассы линейного объекта, «посадки» площадного объекта);

- 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.

3.1.3 Конструктивные решения:

- *Привести в текстовой части*

- сведения о категории и классе линейного и площадного объекта электросетевого комплекса;
- описание и обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость объекта капитального строительства в целом, а также отдельных конструктивных элементов (мероприятий по антиобледенению, системы молниезащиты, а также мер по защите конструкций от коррозии и др.);

- описание типов и размеров стоек (промежуточные, угловые, анкерные), конструкций опор;

- описание конструкций фундаментов, опор;

- описание и обоснование принятых объемно-планировочных решений объекта капитального строительства;

- сведения о проектной мощности (пропускной способности и др.) линейного объекта;

- *Привести в графической части*

- чертежи конструктивных решений и отдельных элементов опор, описанных в пояснительной записке;

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

- схемы крепления опор и мачт оттяжками;

- схемы узлов перехода с подземной линии на воздушную линию;

- схемы заземлений (занулений) и молниезащиты и др.

3.1.4 Проект организации строительства:

- *Привести в текстовой части*

- характеристику 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;

- *Привести в графической части*

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

3.1.5 Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта

(включается в состав проектной документации при необходимости сноса (демонтажа) линейного объекта или его части)

3.1.6 Мероприятия по охране окружающей среды;

3.1.7 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности;

3.2. Стадийность проектирования

- проведение изыскательских работ и выбор места техперевооружения и строительства;

- разработка проектной и рабочей (при необходимости) документации;

- согласование проектно-сметной документации в надзорных органах;

- подготовительные работы;

- строительно-монтажные работы;

- проведение приемо-сдаточных испытаний и сдача в эксплуатацию.

3.3. Требования к оформлению проектной документации.

- оформить предварительное размещение объекта строительства, с согласованием местоположения со всеми землепользователями, отвод земельного участка на период строительства;

- 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;

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

Согласованную Заказчиком и, при необходимости, надзорными органами проектную документацию предоставить в 4 экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде в 2 экземплярах на USB - носителе: один в формате PDF, второй – в стандартных форматах MS Office, AutoCAD.

4. Требования к сметной документации:

- выполнить текстовую часть в формате пояснительной записки к сметной документации;

– при формировании стоимости СМР и ПНР руководствоваться «Методикой определения стоимости строительной продукции на территории РФ» МДС 81-35.2004 и утв. территориальной сметно-нормативной базой ТЕР 2001 Воронежской области;

– 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.

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 ГРАНД-Смета, либо в другом числовом формате, совместимым с ГРАНД-Смета, позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам (совместно с проектной документацией).

(Разработанная проектно-сметная документация (далее ПСД) является собственностью Заказчика, и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.)

5. Требования к проведению СМР и ПНР.

5.1 Этапность проведения работ:

- подготовительные работы;
- проведение СМР (при необходимости на данном этапе произвести комплекс работ по благоустройству);
- проведение ПНР.

5.2 Основные требования к Подрядчику при производстве работ:

– осуществлять страхование рисков и рисков, в том числе причинения ущерба 3 стороне, производимые организацией;

– осуществлять комплектацию работ всеми материалами, необходимыми для строительства, в строгом соответствии с технологической последовательностью СМР и в сроки, установленные календарным планом и графиком строительства согласованным Заказчиком;

– комплекс СМР и ПНР производить согласно утверждённой в производство работ заказчиком ПСД, нормативных документов регламентирующих производство общестроительных работ, а так же работ производимых на объектах электросетевого комплекса;

– закупать и поставлять оборудование и материалы установленные проектом и утвержденные Заказчиком строительства, необходимые для производства СМР и ПНР (изменение номенклатуры поставляемых материалов должно быть согласовано с Заказчиком и проектной организацией без изменения сметной стоимости);

– самостоятельно выполнять все необходимые согласования, возникающие в процессе строительства, с шефмонтажными и со сторонними организациями;

– выполнять все технические условия, выданные заинтересованными предприятиями и организациями и осуществить в соответствии с проектными решениями;

– согласовывать с филиалом ПАО «МРСК Центра» все изменения проектных решений, возникающие в процессе строительства;

– применять материалы, имеющие паспорта и сертификаты РФ;

– вести исполнительную документацию на протяжении всего периода производства СМР в соответствии с СНиП, передать ее Заказчику для утверждения в полном объеме по завершению очереди строительства (реконструкции) или полного завершения строительства (реконструкции) объекта;

– представлять необходимые документы для оформления ввода объекта в эксплуатацию Заказчиком по завершении работ.

6. Требования к подрядной организации:

– обладать необходимыми профессиональными знаниями и опытом при выполнении аналогичных проектных и строительно-монтажных работ;

– иметь свидетельство о допуске на данный вид деятельности, оформленного в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ и устава СРО, а так же опыт проектирования аналогичных объектов не менее 3 лет;

– привлекать специализированные Субподрядные организации, по согласованию с Заказчиком;

– выбор типа оборудования и заводов изготовителей производить по согласованию с Заказчиком.

7. Правила контроля и приемки работ.

Контроль и приемка работ осуществляется в соответствии с условиями договора подряда (приложения к конкурсной документации) и действующим законодательством и действующими регламентами.

8. Требования к оборудованию и материалам.

8.1. Общие требования:

– 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);

– для российских производителей – наличие положительного заключения МВК, ТУ, или иные документы, подтверждающие соответствие техническим требованиям;

- для импортного оборудования, а так же для отечественного оборудования, выпускаемого для других отраслей и ведомств – наличие сертификатов соответствия функциональных и технических показателей оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям;
- тип, марку и завод-изготовитель оборудования, провода, сцепной линейной арматуры определить проектом и согласовать с филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» на стадии проектирования;
- на ВЛ 10 (6) кВ применить разъединители 10 кВ качающегося типа. Все стальные части разъединителя, в том числе и крепеж, должны иметь стойкое антикоррозийное покрытие на весь срок службы;
- защиту КТП 10/6 кВ от перенапряжений осуществить ограничителями перенапряжений 10 кВ и 6 кВ в соответствии с СТО 56947007-29.240.02.001-2008;
- 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;
- 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 30 лет.

8.2. Объем работ по установке новой линейной ячейки на ПС 110 кВ № 15 Семилуки включаемые в проект. Технические требования к линейной ячейке.

8.2.1. Выполнить установку новой линейной ячейки на ПС 110 кВ № 15 Семилуки (секцию шин определить проектом) с вакуумным выключателем, комплектом ОПН, с блоками управления, микропроцессорной защитой, с блоком питания и защитой от дуговых замыканий с оптоволоконными датчиками дуги, совместимыми с существующей. Предусмотреть пристыковку новой ячейки к существующим без переходных шкафов.

8.2.2. Установку в новой линейной ячейке 6 кВ на на ПС 110 кВ № 15 Семилуки электронного счетчика, классом точности не хуже 0,2S для АСКУЭ с выдачей информации о расходе активной и реактивной электроэнергии (мощности) в АИИС КУЭ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго».

8.2.3. Установку в новой линейной ячейке 6 кВ на на ПС 110 кВ № 15 Семилуки Спутник трансформаторов тока классом точности не хуже 0,2S, с необходимым количеством вторичных обмоток, обеспечивающих независимое подключение цепей релейной защиты, учета, автоматики и измерений. Произвести расчет по загрузке вторичной обмотки трансформаторов тока в новых ячейках (установку трансформаторов тока запроектировать с учетом этого расчета).

8.2.4. Установка измерительных приборов класса точности не хуже 0,5 в новой линейной ячейке 6 кВ на на ПС 110 кВ № 15 Семилуки.

8.2.5. При необходимости предусмотреть строительную часть под новую линейную ячейку 6 кВ на на ПС 110 кВ № 15 Семилуки.

8.2.6. Телемеханизацию новой линейной ячейке 6 кВ на на ПС 110 кВ № 15 Семилуки выполнить на базе существующего комплекса телемеханики, при необходимости доукомплектовав их необходимым оборудованием.

8.2.7. Конструктивные решения (установочные чертежи) в соответствии с видами выбранного электрооборудования.

8.2.8. Технические решения по релейной защите (РЗА), с использованием микропроцессорных устройств для новой линейной ячейке 6 кВ на на ПС 110 кВ № 15 Семилуки:

- схема размещения устройств релейной защиты;
- схемы организации РЗ и ПА;
- выбор необходимых защит и предварительный расчет параметров настройки устройств РЗА;
- установка цифровых измерительных преобразователей с функцией обработки информации непосредственно от измерительных трансформаторов;
- схема распределения по трансформаторам тока устройств РЗА, ПА, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП);
- схема организации цепей переменного напряжения;
- структурно-функциональные схемы устройств РЗА присоединений с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА и отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в ТМ;

– предусмотреть АЧР-ЧАПВ по 6 кВ на базе микропроцессорных терминалов с действием на отключение;

– перечень всех функций РЗА защищаемого элемента сети (линия), необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей;

– обоснование (расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, а также величин мощности вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения (на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗА, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида защит в месте их установки, в других точках сети и т.п.);

– ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит.

– Произвести выбор и проверку селективности автоматических выключателей в цепях опертока.

8.2.9. Схему организации передачи сигналов РЗ и ПА запроектировать на базе существующих.

8.2.10. Мероприятия по предотвращению импульсных помех, обеспечению электромагнитной совместимости.

8.2.11. Раздел «Обеспечение нормативных требований к качеству электроэнергии». В разделе определить комплекс технических мероприятий, в том числе установку фильтрокомпенсирующих устройств, исключающих ухудшение качества электроэнергии (по уровням высших гармоник, несимметрии и колебаниям напряжений) в энергорайоне вследствие подключения электроустановок Заказчика до уровней, соответствующих требованиям ГОСТ 13109-97 во всех нормальных, а также наиболее вероятных ремонтных и послеаварийных режимах работы прилегающих сетей.

8.2.12. Раздел «Расчет электрических режимов в прилегающей к ПС 110 кВ № 15 Семилуки электрической сети 6 кВ для нормальной, ремонтных и послеаварийных схем», в том числе необходимость компенсации емкостных токов замыкания на землю. В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров электрической сети предусмотреть усиление соответствующей сети, а также замену оборудования и устройств вне зависимости от принадлежности.

8.2.13. Раздел «Расчет токов КЗ на шинах ПС 110 кВ № 15 Семилуки и в прилегающей электрической сети 6 кВ». При необходимости определить перечень мероприятий по ограничению токов короткого замыкания. Провести выбор устанавливаемого оборудования, проверку существующего оборудования на соответствие его токам КЗ с определением необходимости его замены при недостаточной отключающей способности.

8.2.14. Раздел «Телемеханика и связь»:

Телемеханизацию вновь вводимого и реконструируемого оборудования на ПС 110 кВ № 15 Семилуки выполнить в следующем объеме:

- автоматический сбор информации параметров и режимов измерительной сети с помощью цифровых датчиков, МИП и счетчиков электрической энергии и модулей ТМ (ТС);
- телеуправление (ТУ) объектами по командам, принимаемым с верхнего уровня с защитой от ложных срабатываний;
- сбор сигналов событий в работе МП устройств РЗА, ПА (срабатывания всех ступеней защиты, сигналы работы устройств ПА и т.п.);
- сбор сигналов положения выключателей, режимных ключей в цепях РЗА, ПА;
- сбор сигналов от устройств передачи команд ПА (передаваемых и принимаемых);
- по каждой точке измерения должна быть обеспечена возможность измерения и передачи значений частоты, напряжения (фазное и линейное), тока, активной и реактивной мощности по каждой фазе и суммарной величины;
- передаваемая телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени;
- в тракте телеинформации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5;
- суммарное время на измерение и передачу телеинформации (телеизмерений, телесигнализации) с ПС 110 кВ Спутник в ЦУС филиала ПАО «МРСК Центра»-«Воронежэнерго» должно находиться в пределах одной (1) секунды;
- вероятность появления ошибки телеметрической информации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.

- протокол передачи телеинформации должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

8.3. Основные требования к проектируемым ЛЭП.

Материал токоведущей жилы КЛ 10 кВ	Алюминий
Сечение токоведущей жилы, кв. мм	70(уточнить проектом)
Материал изоляции кабеля 10 кВ	Сшитый полиэтилен
Пожаробезопасное исполнение КЛ 10 кВ	Нет
Покрытие, не распространяющее горение, на участке КЛ при входе в КТП	Да
Протяженность КЛ 10 кВ (ориентировочно), км	0,49
Заходы на ПС и ТП	кабельный
Материал токоведущей жилы КЛ 0,4 кВ	Алюминий
Сечение токоведущей жилы, кв. мм	95(уточнить проектом)
Материал изоляции кабеля 0,4 кВ	Сшитый полиэтилен
Пожаробезопасное исполнение КЛ 0,4 кВ	Нет
Покрытие, не распространяющее горение, на участке КЛ при входе в КТП	Да
Протяженность КЛ 0,4 кВ (ориентировочно), км	3х0,03
Заходы на ПС и ТП	кабельный

– прокладку КЛ 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»;

8.4. Основные требования к проектируемым КТП 10 кВ.

Наименование		Параметры
Конструктивное исполнение		
Тип КТП		тупиковая
Конструктивное исполнение КТП		киосковая
Климатическое исполнение и категория размещения		УХЛ1/У1 ¹⁾
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-96, не менее		не менее IP 23 (для КТП киоскового типа в металлической оболочке)
Высота установки над уровнем моря, м, не более		1000
Трансформатор в комплекте поставки		да
Количество трансформаторов		1
Тип ввода ВН		кабельный
Тип ввода НН		кабельный
Коридор обслуживания	в РУВН	нет
	в РУНН	нет
Маслоприемник		нет
Габаритные размеры, ДхШхВ, мм, не более*		по проекту
Силовой трансформатор		
Тип трансформатора		масляный
Номинальная мощность, кВА		630 (уточнить при проектировании)
Частота, Гц		50
Номинальное напряжение обмоток, кВ:	ВН	6
	НН	0,4
Схема и группа соединения обмоток**		Δ/Υн (Υ/Ζн)
Способ и диапазон регулирования на стороне ВН		ПБВ ±2х2,5%
Класс нагревостойкости изоляции, не менее***		по проекту
Класс энергоэффективности		уровень потерь не выше значений, приведенных в Приложении А

Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ15150			УЗ						
Требования к электрической прочности			ГОСТ 1516.1						
Защита от перегрузки			да						
Срок эксплуатации до первого ремонта, не менее лет			12						
Срок службы, лет			30						
РУ ВН									
Число отходящих линий			по проекту						
Тип защитного аппарата			предохранитель						
Номинальный ток, А			по проекту						
Номинальный ток отключения, кА			по проекту						
Ток термической стойкости, кА, не менее			по проекту						
Ток электродинамической стойкости, кА, не менее			по проекту						
Защита от перенапряжений			ОПН						
РУ НН									
Число отходящих линий			по проекту						
Тип вводного коммутационного аппарата			рубильник и стационарный автоматический выключатель						
Номинальный ток водного аппарата, А			по проекту						
Тип коммутационного аппарата отходящих линий			автоматический выключатель						
Отходящие линии	Номер линии		1	2	3	4	5	6	7
	Номинальный ток , А		по проекту						
Учёт в РУНН (ввод, отходящие линии)			да						
Контроль напряжения на шинах 0,4 кВ			да						
Шкаф уличного освещения			нет						
Тип счётчика			микропроцессорный (акт., реакт.)						
Номинал трансформаторов тока			по проекту						
Амперметры на вводе			да						
Блок собственных нужд			да						
Наличие АВР			нет						
Наличие автоматического управления фидером уличного освещения			нет						
Секционирование по РУНН			/нет						

– 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»;

– 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;

– корпус (для исполнения киоск и контейнер) – коррозионностойкая эмаль по грунтовке/грунт-эмаль, двери – краска полимерная порошковая, цвета в соответствии с корпоративным стандартом ПАО «МРСК Центра»;

– в качестве уплотнителей на дверях, использовать долговечные материалы устойчивые к атмосферным воздействиям (диапазон рабочей температуры от + 40° С до –45° С);

– конструкция крыши должна исключать сток воды с крыши на стены;

– необходимо наличие блокировок: привода заземлителя и выключателя нагрузки, дверцы предохранителей высоковольтного отсека, главных и заземляющих ножей разъединителя и др.;

окраску КТП выполнить в соответствии с утвержденными корпоративными цветами ПАО «МРСК Центра», на дверях КТП нанести диспетчерские наименования, знаки безопасности, логотип ПАО «МРСК Центра» и телефон РЭС (согласно местоположения ТП).

9. Сроки выполнения работ и условия оплаты.

9.1. Срок выполнения работ до 30.09.2017 г.

9.2. Расчеты за выполненные работы производятся в течение 30 рабочих дней после подписания актов приемки выполненных работ.

10. Основные НТД, определяющие требования к работам:

- Постановление Правительства Российской Федерации № 87 от 16 февраля 2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное советом директоров ПАО «Россети» (протокол № 138 от 23.10.2013 года);
- Альбом фирменного стиля ПАО «МРСК Центра» (приложение № 1), Руководство «Применение символики ПАО «МРСК Центра» РК БС 8/03-02/2014 (приложение № 2), утвержденные приказом № 108 - ЦА от 07.04.2014 «Об использовании корпоративной символики ПАО «МРСК Центра»»;
- Оперативное указание ПАО «МРСК Центра» № ОУ-01-2013 от 27.08.2014 «О выполнении пересечений КЛ 0,4-10 кВ с объектами транспортной инфраструктуры»;
- Оперативное указание ПАО «МРСК Центра» № ОУ-02-2013 от 18.09.2013 «О применении кабелей с индексом НГ-LS»;
- Оперативное указание ПАО «МРСК Центра» № ОУ-05-2014 от 02.12.2014 «О применении оборудования для распределительных сетей 10(6)/0,4 кВ»;
- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание);
- «Методические указания по защите распределительных сетей напряжением 0,4-10 кВ от грозовых перенапряжений», СТО 56947007-29.240.02.001-2008;
- «Руководство по изысканиям трасс и площадок для электросетевых объектов напряжением 0,4-20 кВ»;
- СНиП 12-01-2004 «Организация строительного производства»;
- 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 12.3.032-84 ССТБ «Работы электромонтажные. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ Р 52373-2005 «Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия»;
- ГОСТ 13276 – 79 «Арматура линейная. Общие технические условия»;
- ГОСТ 10434 – 82 «Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования»;
- ГОСТ Р 52082 –2003 «Изоляторы полимерные опорные наружной установки на напряжение 6-220 кВ. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р 52725-2007 «Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ»;
- ГОСТ 13015 – 2003 «Изделия железобетонные и бетонные для строительства. Общие технические требования. Правила приемки, маркировки, транспортирования и хранения»;
- ГОСТ 26633-91 «Бетоны тяжелые и мелкозернистые. Технические условия»;
- ГОСТ 15543.1-89 «Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам»;
- ГОСТ 14695-80 «Подстанции трансформаторные комплектные мощностью от 25 до 2500 кВА на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия»;
- ГОСТ 30830-2002 (МЭК 60076-1-93) «Трансформаторы силовые. Общие положения. Часть 1»;
- ГОСТ 11677-85 (1999) «Трансформаторы силовые. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р 52726 – 2007 «Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия».

**Зам. главного инженера
по эксплуатации-начальник ЦУПА
филиала ПАО «МРСК Центра» -
«Воронежэнерго»**

**Начальник УПР
филиала ПАО «МРСК Центра» -
«Воронежэнерго»**

**Начальник УКС
филиала ПАО «МРСК Центра» -
«Воронежэнерго»**

А. А. Бурков

С. А. Каныс

О. В. Петров

При поставке новых ячеек внутренней установки учесть совместимость с существующим типом ячеек.

Технические данные новых ячеек должны соответствовать параметрам, указанным в проекте, и быть не ниже значений, приведенных в таблице:

Наименование параметра	Величина
Основные характеристики	
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток главных цепей шкафов, А	Определить проектом
Номинальный ток сборных шин, А	Определить проектом
Ток электродинамической стойкости, кА	Определить проектом
Ток термической стойкости, кА	Определить проектом
Время протекания тока термической стойкости, с	
- для главных цепей	3
- для заземляющего разъединителя	1
Исполнение	
Уровень изоляции	Нормальная изоляция, уровень «б»
Вид изоляции (наружная)	Комбинированная (воздушная, твердая)
Наличие изоляции токоведущих шин	С неизолированными
Наличие выкатных элементов	С выкатными элементами
Вид линейных высоковольтных присоединений	определить проектом
Расположение шин	определить проектом
Степень защиты оболочек по ГОСТ 14254	IP30
Наличие дверей в отсеке выкатного элемента	Нет
Вид управления	Местное
Вид обслуживания ячейки	определить проектом
Устойчивость к внешним воздействиям	
Климатическое исполнение по ГОСТ 16150	У
Категория размещения по ГОСТ 15150	3
Рабочий диапазон температур, °C	-45...+45
Высота установки над уровнем моря (не более), м	1000
Тип атмосферы по ГОСТ 15150	II
Сейсмостойкость по шкале MSK-64, балл	до 9
Изоляция	
Номинальное напряжение, кВ	10
Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ	ГОСТ 1516.3-96
Испытательное переменное напряжение промышленной частоты, кВ	
Величина сопротивления изоляции, МОм, не менее	1000
Требования к нагреву при длительной работе	
Температура нагрева частей оболочки, к которым можно прикасаться при эксплуатации, °C, не более	50
Верхнее значение температуры контактных соединений при эксплуатации, °C, не более	75

Требования к вспомогательным цепям	
Номинальное напряжение вспомогательных цепей постоянного тока, В, не более	220
Исполнение схем вспомогательных соединений КРУ	На микропроцессорных устройствах
Локализационная способность	
Разделение ячейки внутренними перегородками на отсеки	да
Наличие дуговой защиты	да
Тип датчика дуговой защиты	оптоволокну
Наличие клапанов сброса давления	да
Предел локализации	отсек
Требования к безопасности	
Наличие сертификата соответствия требованиям безопасности	да
Наличие механических блокировок	да
Наличие электрических блокировок вводных ячеек	да
Наличие заземлителя «быстрого действия» с пружинным механизмом	да
Требования к комплектующим	
Выключатель	
Тип внутренней изоляции	Вакуум
Номинальное напряжение	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток, А	Определить проектом
Номинальный ток отключения, кА	Определить проектом
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	Определить проектом
Ток термической стойкости, кА	Определить проектом
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное кратковременное (одноминутное) напряжение промышленной частоты, кВ	42
Нормированные коммутационные циклы в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52565-2006	O-0,3с-BO-180с-BO O-0,3-BO-20с-BO O-180с-BO-180с-BO
Собственное время отключения, с, не более	0,045
Полное время отключения, с, не более	0,055
Собственное время включения, с, не более	0,09
Ресурс по коммутационной стойкости:	
- при номинальном токе, циклов «BO», не менее	50000
- при номинальном токе отключения, операций «O», не менее	150
- при номинальном токе отключения, циклов «BO», не менее	100
Тип привода	электромагнитный
Номинальное напряжение цепей управления постоянного тока, В	220
Включение от ручного управления	да
Чувствительность к провалам напряжения	нет
Компоновка выключателя (размещение полюсов)	
Горизонтальное (вертикальное)	Горизонтальное
Компоновка выключатель - привод	совместное

Трансформатор тока	
Расположение в ячейке	да
Номинальное напряжение	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный первичный ток, А	определить проектом
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	64
Ток термической стойкости, кА	40
Число вторичных обмоток, в том числе	
- для учета	1
- для измерений	1
- для защиты	1
Класс точности вторичных обмоток	
- для учета (не ниже)	0,2S
- для измерений (не ниже)	0,5
- для защиты (не ниже)	5P
Коэффициент безопасности приборов в цепи измерительной обмотки	Не более 10
Предельная кратность обмоток для защиты	20
Тип внешней изоляции	Полимер
Вид внутренней изоляции	Литая
ОПН	
Класс напряжения сети, кВ	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	7
Номинальный разрядный ток, кА**	5
Ток пропускной способности, А**	определить проектом
Максимальная амплитуда импульса тока, кА	65
Удельная энергия, кДж/кВ Унр**	3
Дополнительные условия/требования	
<ul style="list-style-type: none"> – Установка микропроцессорных устройств АЧР; – Стыковка поставляемой ячейки с существующими - определить проектом – Поставка с приборами учета электроэнергии; – Установка измерительных приборов классом точности не хуже 0,5. 	

*при верхнем расположении шин

**определить проектом

Требования к микропроцессорным устройствам защиты в составе КРУ

Защита линий, дуговая защита ячейки с оптоволоконными датчиками.

1. Терминалы защит должны обеспечивать выполнение следующих основных функций: трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов; защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ); защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ); автоматический ввод ускорения любой из ступеней МТЗ при любом включении выключателя; формирование сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин.

2. Функции автоматики, выполняемые устройствами:

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам;
- блокировка «отпрыгания» выключателя,
- определение места и вида повреждения линии (ОМП);
- возможность подключения внешних защит: дуговой / от однофазных замыканий на землю;
- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;
- одно / двукратное АПВ;

- отработка сигнала ЧАПВ после АЧР.
- 3. Устройства 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 до нескольких лет, не зависимо от наличия питания;
 - возможность питания от токовых цепей при пропадании оперативного тока;
 - 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;
 - фиксацию токов и напряжений в момент аварии;
 - измерение времени срабатывания защиты и отключения выключателя;
 - измерение текущих фазных токов и напряжений, а также мощности;
 - встроенные: регистратор событий; цифровой осциллограф; часы-календарь;
 - хранение параметров настройки и конфигурации защит и автоматики (уставок) в течение всего срока службы вне зависимости от наличия питающего напряжения;
 - выполнение функции защиты со срабатыванием выходных реле в течение 0,5 с при полном пропадании оперативного питания от номинального значения;
 - время готовности устройства к работе после подачи оперативного тока не должно превышать 0,6 с;
 - наработка на отказ устройства должна составлять не менее 100000 часов;
 - в части воздействия механических факторов устройства должны соответствовать группе М6 по ГОСТ 17516.1.