


ПАО «Россети Центр и Приволжье»
филиал «Владимирэнерго»

Утверждаю:

Первый заместитель директора - Главный инженер филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Владимирэнерго»


(подпись) /М.В.Голубев/
(расшифровка)

18.05.2026

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

На выполнение работ по реконструкции ВЛ-10кВ, замене трансформаторной подстанции 250кВА с переносом центр энергетических нагрузок, реконструкции ВЛ-0,4кВ, находящихся на балансе СНТ «Орджоникидзе-4».

г. Владимир, 2026 г.

1. Основание выполнения работ

1.1. Договор на выполнение работ № 331084080 от 22.05.2026

2. Общие требования

2.1. Местонахождение проектируемых электроустановок ПАО «Россети Центр и Приволжье» филиал «Владимирэнерго» и энергопринимающих устройств Заявителя:

Район	Населенный пункт	Кадастровый номер/адрес земельного участка на котором располагаются энергопринимающие устройства Заявителя
Кольчугинский	Владимирская обл, Кольчугинский р-н, СНТ «Орджоникидзе-4»	Кадастровый квартал №33:03:001403

2.1.1. Строительство ЛЭП 10 кВ от точки технологического присоединения к центру энергетических нагрузок.

2.1.2. Строительство КТП 10/0,4 кВ с силовыми трансформаторами мощностью 250 кВА.

2.1.3. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ с заменой опор и провода на провод СИП.

3. Требования

3.1. Требования к применяемым техническим решениям и оборудованию

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

3.1.2. Выбор типов оборудования осуществляется по согласованию с Заказчиком.

3.1.3. 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).

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

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

3.1.6. 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.

3.1.7. По всем видам оборудования Подрядчик должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, подготовленной в соответствии с ГОСТ Р 59853-2021, ГОСТ 34.201 - 2020, ГОСТ 27300-87, ГОСТ 2.601 по монтажу, наладке, пуску, сдаче в эксплуатацию, обеспечению правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

3.1.8. 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.

3.1.9. Марку оборудования, провода, сцепной линейной арматуры согласовать с филиалом.

3.1.10. Выполнить проверку ТТ в ячейке(-ах) 6-10 кВ ПС, к которым подключены указанные в данном ТЗ объекты нового строительства, на 10 % погрешность с учетом существующей и перспективной мощности.

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

3.1.12. Основные требования к ВЛ 6 (10) кВ:

Наименование параметра	Значение
Напряжение, кВ	10 кВ
Протяженность, км	1,520
Тип провода	СИП-3
Совместная подвеска	да
Сечение провода, мм ²	50
Способ защиты от пережога проводов	разрядники мультикамерные
Материал промежуточных опор	ЖБ*
Материал анкерных опор	ЖБ*
Изгибающий момент стоек (не менее), кН·м	35
Тип изоляторов	Полимерная подвесная изоляция, фарфор штыревая
Заходы на ТП	
Разъединитель на отпайке	РЛР 10/400
Вырубка просеки, га	
Информация о наличии пересечений со смежными инженерными сетями в охранной зоне проектируемой ВЛ:	-
Подземные инженерные сети (газопровод, нефтепровод, ВОЛС, водопровод, канализация и пр.)	-
Пересечения: <ul style="list-style-type: none"> - абонентские ЛЭП всех уровней напряжения - автомобильные дороги - железные дороги - водные преграды 	Автомобильная дорога

3.1.13. Основные требования к ВЛ 0,4 кВ

Наименование параметра	Значение
Напряжение, кВ	0,4 кВ
Протяженность, км	0,8
Тип провода	СИП-2
Совместная подвеска	да
Сечение провода, мм ²	50
Способ защиты от пережога проводов	ОПН, ВА
Материал промежуточных опор	ЖБ*
Материал анкерных опор	ЖБ*
Изгибающий момент стоек (не менее), кН·м	3,0
Тип изоляторов	Арматура СИП
Заходы на ТП	В
Разъединитель на отпайке	ВА
Вырубка просеки, га	
Информация о наличии пересечений со смежными инженерными сетями в охранной зоне проектируемой ВЛ:	-
Подземные инженерные сети (газопровод, нефтепровод, ВОЛС, водопровод, канализация и пр.)	-
Пересечения:	Автомобильная дорога

Наименование параметра	Значение
<ul style="list-style-type: none"> - абонентские ЛЭП всех уровней напряжения - автомобильные дороги - железные дороги - водные преграды 	

3.1.14. Основные требования к КТП 10 (6)/0,4 кВ

Наименование		Параметры
Конструктивное исполнение		
Тип КТП		Тупиковая
Конструктивное исполнение КТП		Киоск
Номинальное напряжение ВН/НН, кВ		10/0,4
Климатическое исполнение и категория размещения		УХЛ
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-96, не менее		
Высота установки над уровнем моря, м, не более		
Трансформатор в комплекте поставки		Да
Количество трансформаторов		1
Тип ввода ВН		В
Тип ввода НН		В
Коридор обслуживания	в РУВН	-
	в РУНН	-
Силовой трансформатор		
Тип трансформатора		ТМГ
Номинальная мощность, кВА		250
Номинальное напряжение обмоток, кВ:	ВН	6
	НН	0,4
Схема и группа соединения обмоток		Δ/У-11
Способ и диапазон регулирования на стороне ВН		ПБВ
Потери ХХ, Вт, не более		<i>X2, согласно стандарту СТО 34.01-3.2-011-2021</i>
Потери КЗ, Вт, не более		<i>K2, согласно стандарту СТО 34.01-3.2-011-2021</i>
РУ ВН		
Тип защитного аппарата		Плавкие вставки
Номинальный ток, А		630
Номинальный ток отключения, кА		31,5
РУ НН		
Тип вводного коммутационного аппарата		ВР
Номинальный ток вводного аппарата, А		630
Число отходящих линий (с учетом расширения)		4
Тип коммутационного аппарата отходящих линий		ВА 57
Отходящие линии	Номер линии	
	Номинальный ток, А	
	Резерв	
Учёт в РУНН (ввод)	счетчик электрической энергии	-
	трансформаторы тока 0,4 кВ	ТТИ 400/5
	наличие испытательной коробки	-
Учёт в РУНН (отходящие линии)	Номер линии	
	Резерв	
	счетчик электрической энергии	

	трансформаторы тока 0,4 кВ	
	наличие испытательной коробки	
Требование к АСТУ (АСУЭ и ТМ)		
Тип АСУЭ филиала		

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

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

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

–защиту КТП/СТП 10(6)/0,4 кВ от перенапряжений осуществить ограничителями перенапряжений 6 (10) кВ и 0,4 кВ в соответствии с СТО 56947007-29.240.02.001-2008;

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

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

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

–при проектировании кабельного ввода с КЛ 6 кВ в КТП предусмотреть дополнительные изоляторы для крепления спуска ВЛ к КТП;

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

–на ТП-10(6)/0,4 кВ (СТП-10(6)/0,4кВ) должна быть установлена информационная табличка с диспетчерским наименованием;

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

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

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

3.1.15. Основные требования к разъединителю 6(10) кВ

Наименование	Параметры
Конструктивное исполнение	рубящий
Вид установки	наружная
Тип привода	ручной
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ, не менее	12
Номинальный ток, А	400

Допустимая механическая нагрузка на выводы с учетом влияния ветровых нагрузок (скорость ветра до 15 м/с) и образования льда (толщина корки льда до 20 мм), Н, не более	200
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	У
Количество валов привода	2
Количество заземляющих ножей	1
Механические блокировки	да

–на КЛ 10 (6) кВ применить высоконадежные разъединители 10 кВ рубящего или качающегося типа. Все стальные части разъединителя, в том числе и крепеж, должны иметь стойкое антикоррозийное покрытие на весь срок службы.

–предусмотреть тягоуловители на все разъединители и запирающие устройства установленного образца на все приводы разъединителей.

–предусматривать (при необходимости, определяемой проектом) дополнительную приемную траверсу на разъединителе в сторону ТП.

–установить на опоры КЛ-10(6) кВ над приводами управления разъединителями информационные таблички с диспетчерскими наименованиями разъединителей и указанием положения рабочих и заземляющих ножей.

4. Требования к проведению СМР и ПНР

4.1. Последовательность проведения работ:

- Подрядчик разрабатывает проектную документацию.
- Подготовительные работы и поставка материалов Подрядчиком;
- Проведение СМР (в соответствии с проектом) Подрядчиком;
- Проведение ПНР Подрядчиком

4.2. 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.

5. Требования к подрядной организации

Подрядная организация:

- должна быть членом саморегулируемой организации в области проектирования и строительства, соответствующей виду выполняемых работ согласно ТЗ (п.4 ст. 48 и п. 2 ст. 52 Градостроительного кодекса РФ от 29.12.2004 № 190-ФЗ);

- имеет право привлекать специализированные Субподрядные организации, по согласованию с Заказчиком

6. Гарантийные обязательства

6.1. Гарантийный срок Работ устанавливается на срок 3 (*три*) года от даты подписания Сторонами Акта выполненных Работ.

6.2. 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 3, дней со дня получения письменного извещения Заказчика. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов.

7. Сроки выполнения работ

Сроки выполнения работ:

Начало выполнения работ: с даты заключения договора.

Окончание работ: 31.12.2026.

8. Меры по предоставлению национального режима.

Постановление Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1875 «О мерах по предоставлению национального режима при осуществлении закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд, закупок товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» к ОКПД2 – 42.22.22.110 - не применяется.

9. Основные нормативно-технические документы, определяющие требования к строительству

–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 № 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»;

–ГОСТ Р 21.101-2020 «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 34.01-21.1-001-2021 «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 грозových 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».

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»

ЛИСТ РАССМОТРЕНИЯ ПРОЕКТА ТЕХНИЧЕСКОГО ЗАДАНИЯ

На выполнение работ по реконструкции ВЛ-10кВ, замене трансформаторной подстанции 250кВА с переносом центр энергетических нагрузок, реконструкции ВЛ-0,4кВ, находящихся на балансе СНТ «Орджоникидзе-4».

Начальник ДРУиСВК

А.В. Малик

Начальник ОСУиС ДРУиСВК

И.А. Бурнин

Ведущий инженер УРС

Е.А. Жуков