

«Утверждаю»
Начальник района электрических сетей
1 категории «Ягорэлектросеть»
(на основании приказа №2004 лп от 03.09.2018)
В.В. Плещев

«20» 02 2019г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ №4794

на выполнение работ «под ключ» по проектированию и
реконструкции ВЛ 10кВ № 21 ПС Петровск (инв. № 3003494),
(реконструкция ВЛ-10 кВ №21 ПС 110/35/10 кВ «Петровск»)
строительству ПКУ 10кВ

1. Общие требования.

Работы выполнить в два этапа:

1-й этап:

1.1 Разработать проектно-сметную документацию (ПСД) для реконструкции/нового строительства ЛЭП 10 (6) кВ и объектов распределительной сети 10 (6)/0,4 кВ, расположенных в

Область	Район
Ярославская	Ростовский

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.

Ориентировочные объемы работ указаны в Приложении №1 к данному техническому заданию (ТЗ).

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;
- сведения о линейном и площадном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта, его категории и классе;
- технико-экономическую характеристику проектируемого объекта (категория, протяженность, проектная мощность, пропускная способность и др.).

3.1.2 Проект полосы отвода:

Предоставить в адрес Заказчика пакет документов по исполнительной документации, в т.ч. в обязательном порядке геодезическую исполнительную съемку построенного/реконструируемого объекта, согласованный со всеми заинтересованными лицами.

• 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;

– получение решения о предварительном согласовании места размещения объекта строительства;

- *Привести в графической части*

– схему планировочной организации земельного участка, схему расположения земельного участка на кадастровом плане территории, план трассы на действующем топоматериале на бумажном носителе в масштабе 1:500 и в электронном виде с указанием сведений об углах поворота, длине прямых и криволинейных участков и мест размещения проектируемых объектов электросетевого комплекса, надземных и подземных коммуникаций, пересекаемых в процессе строительства и попадающих в пятно застройки.

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 и площадного 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;

3.1.8 Выполнить проверку трансформаторов тока (далее ТТ) центра питания (далее ЦП) и элементов ЛЭП 6-10 кВ на пропускную способность в связи с увеличением нагрузки, замену оборудования (при необходимости), проведение расчетов токов короткого замыкания, выбор уставок релейной защиты (далее РЗ) ЦП, проверку чувствительности РЗ, проверку ТТ на 10% погрешность, предоставление карт селективности РЗ подключаемого объекта и РЗ присоединения ЦП.

3.2. Стадийность проектирования

- проведение изыскательских работ и выбор места строительства (для площадных объектов)/полосы отвода (линейные объекты);
- разработка проектно-сметной документации (ПСД);
- согласование ПСД с Заказчиком и в надзорных органах (при необходимости).

3.3. Требования к оформлению проектной документации.

- проектную документацию и спецификацию по строительству/реконструкции объектов электросетевого хозяйства оформить отдельными разделами для каждого мероприятия в соответствии с Приложением №1 ТЗ и указанием кода СПП-элемента (отдельный раздел ПСД для каждого мероприятия);
- 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 Ярославской 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.
- сметную документацию необходимо выполнять отдельными разделами для каждого мероприятия в соответствии с Приложением №1 ТЗ и указанием кода СПП-элемента.
- для оценки стоимости инновационных решений относительно общей сметной стоимости, в сметной документации должна быть представлена отдельная локальная смета, включающая позиции инновационного оборудования, связанные с ним работы по монтажу, поставке, пуско-наладке и т.п.;
- проектно-сметная документация должна включать в себя отчет о технико-экономическом сравнении вариантов импортного и отечественного оборудования, при включении в проектные решения оборудования импортного производства;

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);
- определение координат опор воздушных линий электропередач, трансформаторных подстанций полученных в результате оцифровки данных дистанционного зондирования (по спутниковым фотографиям) в общедоступных сервисах Google, Яндекс, Bing при условии возможности однозначной идентификации опор 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:

- на одну опору должна приходиться одна точка;
- 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 тела опоры в любую сторону.

- проведение ПНР.

5.2. Основные требования к Подрядчику при производстве работ:

- осуществлять землеустроительные работы на период строительства;
- 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);
- оформлять разрешение на производство земляных работ при строительстве объектов и нести полную ответственность при нарушении производства работ;
- 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.

- 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. Требования к оборудованию и материалам.

8.1. Общие требования:

- выбор оборудования импортного производства необходимо производить на основании технико-экономического сравнения с отечественными аналогами;

- всё применяемое электротехническое оборудование и материалы отечественного и импортного 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;

- провести мониторинг рынка новой техники и технологий с оценкой возможности их применения в проекте. Тип, марку и завод-изготовитель оборудования, провода, сцепной линейной арматуры определить проектом и согласовать с филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» на стадии проектирования. Инновационные решения оформить отдельным разделом проекта.

- на ВЛ 10 (6) кВ применить разъединители 10 кВ рубящего типа. Все стальные части разъединителя, в том числе и крепеж, должны иметь стойкое антикоррозийное покрытие на весь срок службы;

- выполнить проверку ТТ в ячейке 6-10 кВ питающей ПС на 10 % погрешность с учетом существующей и перспективной мощности. Выполнить расчет токов к.з., предусмотреть проверку чувствительности защит. В случае необходимости справочно представить в проекте предложение о замене оборудования.

- 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. Основные требования к проектируемым ЛЭП 10 кВ.

Тип провода ВЛ 10 кВ	СИП-3
Способ защиты ВЛЗ 10 кВ от перегрева проводов	Разрядники мультикамерные
Совместная подвеска	нет
Материал промежуточных опор 10 кВ	Бетон
Материал анкерных опор 10 кВ	Бетон
Изгибающий момент стоек для ВЛ 10 кВ (не менее), кН·м	50
Линейная изоляция	Стекло

– при прохождении ВЛ 10 кВ в труднодоступной, населенной местности необходимо применение высоконадежных опорных стеклянных изоляторов, в том числе изолирующих траверс заводской готовности на их основе (в случае применения защищенного провода 10 кВ);

– сопротивление заземляющего устройства опор с защитными аппаратами должно быть не более 10 Ом, при удельном сопротивлении земли не выше 100 Ом;

– сечение провода на магистрали ВЛ 10 кВ должно быть не менее 70 мм²;

– на первых, концевых, анкерных и отпаечных опорах ВЛЗ 6-10 кВ на всех проводах установить зажимы для присоединения переносных заземлений.

– провод СИП должен соответствовать ГОСТ Р 31946-2012.

8.3. Общие технические требования к ПКУ.

– Продукция должна быть новой, ранее не использованной, годом выпуска не ранее 2019 года.

– Все используемое оборудование должно соответствовать требованиям климатического исполнения по ГОСТ 15150-69 и удовлетворять требованиям к рабочему диапазону температур от -40 до +60.

– Типы применяемых компонентов систем учета (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы и т.д.) электроэнергии, на момент поставки, должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

– На каждую единицу измерительного оборудования должен быть предоставлен паспорт, комплектность по спецификации, руководство по эксплуатации. На поставляемое оборудование должны быть представлены сертификаты качества.

1. Применяемые в составе ПКУ измерительные трансформаторы тока не должны быть подвержены эффекту насыщения (не иметь в составе магнитопровода) и для измерения тока должны применять пояс Роговского.

2. Трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы тока». Коэффициенты трансформаторов тока должны быть выбраны по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок и определены по результатам предпроектного обследования. Классы точности трансформаторов тока должны быть не хуже 0,5 S.

3. Применяемые в составе ПКУ измерительные трансформаторы напряжения не должны быть подвержены эффекту феррорезонанса (не иметь в составе первичной обмотки на магнитопроводе) и должны быть сконструированы с применением технологий, таких как емкостной делитель, резистивный делитель, резистивно-емкостной делитель.

4. Трансформаторы напряжения по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные

трансформаторы напряжения». Классы точности трансформаторов напряжения должны быть не хуже 0,5.

– Применяемые в составе ПКУ приборы учета должны быть совместимы с применяемыми в составе ПКУ измерительными трансформаторами тока и напряжения без дополнительных устройств сопряжения (согласования). Т.е. измерительные входы прибора учета должны соответствовать измерительным выходам ТТ и ТН по амплитуде измерительного сигнала и по импедансу измерительной цепи.

– Технические параметры и метрологические характеристики приборов учета должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 56750-2015 «Счетчики электрической энергии с аналоговыми входами, подключаемые к маломощным датчикам, используемым в качестве трансформаторов напряжения и тока».

– На приборы учёта должен быть нанесен логотип ПАО «Россети».

– В состав ПКУ не должны входить отдельные преобразователи напряжения питания для обеспечения электропитания компонентов ПКУ путем отбора энергии от линии 10 кВ. Отбор электроэнергии питания должен быть произведен преобразователями, встроенными в измерительные ТН. При этом преобразователи питания, также, не должны иметь в составе первичной обмотки на магнитопроводе.

– ПКУ должен обеспечивать передачу параметров в целевую ИВК ВУ - «Пирамида Сети» (подтверждается письмом от производителя).

– ПКУ должен обеспечивать передачу данных по протоколу DLMS/COSEM в спецификации СПОДЭС.

№ п.п.	Наименование параметров	Контрольное значение
Основные параметры		
1.	Класс точности (активная/реактивная), не хуже	0,5S/1,0
2.	Метод измерения	Одновременное измерение по каждой из трех фаз/Косвенный
3.	Номинальное напряжение	6/10 кВ
4.	Номинальный ток	10 А / 100 А
5.	Диапазон измерения напряжения (не менее)	V _{nom} +/- % 20
6.	Источник питания	Питание от ВЛ
7.	Стартовый сигнал измерения тока (чувствительность)	0,001 Номинального сигнала измерения тока
8.	Номинальная частота сети, Гц	50
9.	Межповерочный интервал, лет	не менее 10
10.	Полная мощность, потребляемая	
	- параллельной цепью;	-не более 6,0 Вт
	- последовательной цепью;	-не более 0,9 Вт
	- встроенные модули связи;	-не более 3,0 Вт
11.	Потребляемая мощность по каналам измерения тока,	Не более 1 ВА
12.	Количество направлений учёта	2

13.	Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +60 °С (в данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций)
14.	Конструктивное исполнение	по ГОСТ 14254-96, для установки в шкафу учета не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 54
15.	Корпус	Ударопрочный корпус для установки на столбах или на стенах.
	Встроенные энергонезависимые часы реального времени	точность хода не хуже $\pm 0,5$ с/сут в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61038-2001 в диапазоне температур от минус 40 до +60°С и с возможностью внешней коррекции хода часов
16.	Синхронизация времени	GPS/GLONASS
17.	Предустановленное время	[Административный населенный пункт] (UTC+__)
18.	Длительность сохранения хода часов при отключенном питании	не менее 10 лет
19.	Время начального запуска, не более	5с с момента подачи напряжения
20.	Наработка на отказ, не менее часов	100 000
21.	Средний срок службы, не менее лет	20
22.	Гарантийный срок эксплуатации, лет	Не менее 5
23.	Масса ПКУ в сборе с учетом датчиков	не более 30 кг
24.	Поддерживаемые протоколы передачи данных	DLMS/COSEM в спецификации СПОДЭС
25.	Возможность снятия показаний счетчика при отсутствии питания ВЛ	Да, с использованием питания USB
Тарификация		
26.	Количество тарифных зон	не менее 4-х
27.	Число тарифов	не менее 4-х
	Предустановленное тарифное расписание	Установить ____ тарифа, в будни:
		тариф 1: чч-мм до чч-мм
		тариф 2: чч-мм до чч-мм
		тариф 3: чч-мм до чч-мм
		тариф 4: чч-мм до чч-мм
		в субботу и воскресенье, нерабочие праздничные дни:
		тариф 2: чч-мм до чч-мм
28.	Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны	24 ч

29.	Дискретность установки интервала действия тарифной зоны	30-60 мин
Цифровые интерфейсы		
30.	Изолированный дискретный вход/выход	2
31.	USB	1
Оборудование связи		
32.	Модем (любой из предложенного перечня)	LTE/UMTS/GPRS/GSM
33.	Локальный порт связи для снятия показателей	WiFi IEEE 802.11 b/g/n либо Bluetooth
34.	Устройство для снятия показателей	В комплекте, оснащено дисплеем, работа с использованием беспроводной связи (WiFi) либо Bluetooth
Мониторинг параметров сети и показателей качества электроэнергии		
35.	Пределы погрешностей измерения качества электроэнергии (отклонения частоты, положительные и отрицательные отклонения напряжения, провалы напряжения, перенапряжения	класс S
Измеряемые и рассчитываемые в реальном времени параметры		
36.	Фазное напряжение в каждой фазе	да
37.	Линейное напряжение	да
38.	Фазный ток в каждой фазе	да
39.	Активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная)	да
	Коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе	да
40.	Частота сети	да
Интеграция с ИВК ВУ		
41.	ИВК - Пирамида-Сети	да

8.4. Требования к ИИК:

- типы применяемых приборов учёта электроэнергии, на момент поставки, должны быть аттестованы в ПАО «Россети» и обеспечивать заявленные технические и функциональные возможности;
- конструкция элементов ИИК должна предусматривать установку пломб сетевой организацией;

— монтаж датчиков тока и напряжения производится непосредственно на ВЛ 10 кВ, монтаж прибора учета в составе шкафа учета производится на опору при согласовании с Заказчиком технической возможности установки. Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть укомплектован удаленным (выносным) дисплеем;

— прибор учета электроэнергии должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства;

— маркировка приборов учета должна соответствовать ГОСТ 25372 и ГОСТ Р 56750-2015;

— комплект поставки прибора учета электроэнергии должен включать:

— прибор учета электроэнергии;

— комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр), оформленные по ГОСТ 2.601;

— методику поверки на партию приборов учета (или в качестве подраздела в составе ЭД);

— действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте (паспорте-формуляре));

— сервисное ПО (версия ПО согласно описанию типа на прибор учета),

— транспортная тара.

8.4.1. Общие функциональные возможности

Приборы учета электроэнергии должны обеспечивать:

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

— хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета тарифицированных данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом, в том числе в прямом и обратном направлениях, за:

— прошедший и текущий месяц;

— текущий год и предыдущие два года;

— хранение суточных значений тарифицированной активной и реактивной энергии прямого и обратного направлений на глубину не менее 123 суток;

— хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при отключенном питании не менее 3,5 лет;

— хранение запрограммированных параметров на весь срок эксплуатации прибора учета;

— работу по одному или нескольким цифровым каналам связи;

— скорость передачи данных приборов учета должна определяться стандартными спецификациями применяемых интерфейсов связи в соответствии с Приложением № 3;

— возможность проведения поверки приборов учета через интерфейсы связи на месте установки;

— возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально [USB, WiFi и т.д.] и удаленно [по встроенному модему LTE/UMTS/GPRS/GSM и т.д.];

— разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;

— наличие удаленного (выносного) цифрового дисплея отображения информации

— отображение параметров и событий на дисплее должно быть русифицировано (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее прибора учета);

— визуализацию индикации работоспособного состояния;

— контроль правильности подключения измерительных цепей;

- наличие электронной пломбы корпуса (механическая, антивандальная) и клеммной крышки прибора учета для защиты от несанкционированного доступа;
- ведение журнала событий, журнала показателей качества электричества, журнала превышения порога мощности;
- защиту от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учета электрической энергии. Воздействие магнитного поля должно фиксироваться в «журнале событий» (дату и время начала события; дату и время окончания события);
- приборы учета электрической энергии должны обеспечивать ведение «журнала событий» с привязкой ко времени (не менее 100 записей);
- в журналах событий приборов учета должны фиксироваться:
 1. дата и время вскрытия клеммной крышки;
 2. дата и время вскрытия корпуса прибора учета;
 3. дата последнего перепрограммирования;
 4. факт связи с прибором учета, приведший к изменению данных;
 5. отклонение напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
 6. отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 7. нарушение фазировки;
 8. инициализации прибора учета, последнего сброса, число сбросов;
 9. результатов самодиагностики;
 10. изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 11. мониторинг параметров качества электрической энергии;
 12. аварийные ситуации.
- программируемую последовательность сообщений и вывода измеряемых параметров на дисплей прибора учета;
- наличие встроенной батареи в приборе учета для обеспечения хода внутреннего таймера, сохранения параметров программирования и хранения значений в энергонезависимой памяти;
- протоколы обмена данными соответствующие рекомендациям МЭК и соответствовать стандарту IEC 62056 (DLMS/COSEM);
- цифровой испытательный выход с функцией поверки (калибровки) в месте установке прибора учета;
- автоматический переход зима/лето в режиме «запрещен»;
- защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.
- Базовая (максимальная) сила тока, или номинальный сигнал измерения тока приборов учета электрической энергии определяется ПД.

8.4.2. Требования к трансформаторам тока.

- тип, коэффициенты трансформации определяются в ПД;
- межповерочный интервал трансформаторов тока не менее 8 лет;
- трансформаторы тока должны быть поверены, иметь свидетельство о поверке, действующее на полный период межповерочного интервала, на момент приобретения или отметку в паспорте о первичной заводской поверке;
- трансформаторы устойчивы к воздействию внешних механических факторов для группы механического исполнения М2 ГОСТ 30631-99. Исполнение трансформаторов по условиям установки на месте работы — встраиваемые, допускают установку в пространстве в любом положении;
- по способу защиты от поражения электрическим током трансформаторы должны относиться к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 и иметь степень защиты IP65 по ГОСТ 14254-96;
- коэффициенты ТТ должны быть выбраны по условиям ПУЭ к фактической нагрузке.

8.4.3. Требования к трансформаторам напряжения и их вторичным цепям.

- для питания цепей напряжения измерительных элементов приборов учета должны применяться трехфазные трансформаторы напряжения (ТН) или однофазные трансформаторы, устанавливаемые по одному на каждую из трех фаз;
- применяемые измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 («Измерительные трансформаторы Электронные трансформаторы напряжения»);
- значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения приборов учета к трансформаторам напряжения должны быть не более 0,25% номинального вторичного напряжения для трансформаторов напряжения классов точности 0,2 и 0,5 и не более 0,5% для трансформаторов напряжения класса точности 1,0. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения ТН расчетного и технического учета должны быть не менее 1,5 кв. мм для меди. Применение алюминиевых проводников запрещается;
- во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку вторичных цепей трансформаторов напряжения необходимо выполнять так, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах;
- конструкция клеммных зажимов трансформаторов напряжения должна обеспечивать их защиту от несанкционированного доступа;
- измерительные ТН всех классов напряжения должны защищаться со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения измерительных ТН расчетного учета должна обеспечивать возможность их пломбирования. Трансформаторы напряжения, используемые только для учета и защищенные предохранителями, должны иметь контроль целостности предохранителей. Для комбинированных антирезонансных ТН/ТТ не требуется применение дополнительного защитного оборудования со стороны высокого напряжения;
- трансформаторы напряжения должны содержать устройство отбора мощности от линии электропередачи, для обеспечения питания счетчика электроэнергии, GPRS/2G/3G/LTE/UMTS модема и автономной работы ПКУ в целом;
- межповерочный интервал трансформаторов напряжения должен составлять не менее 8 лет.

9. Гарантийные обязательства:

- гарантия на оборудование и материалы должна распространяться не менее чем на 60 месяцев. Время начала исчисления гарантийного срока – с момента ввода в эксплуатацию;
- 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.

10. Сроки выполнения работ и условия оплаты.

10.1. Срок выполнения работ: 51 (пятьдесят один) календарный день с момента заключения договора.

10.2. Оплата производится в течение 30 (тридцати) календарных дней с момента подписания сторонами актов приема работ.

11. 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»;
- ГОСТ Р 21.1101-2013 «Требования к проектной и рабочей документации».

- Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденное советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 22.02.2017 № 252);
- Руководство по использованию фирменного стиля ПАО «МРСК Центра» (РК БС 8/11-01/2015) , утверждённое приказом № 853-ЯР от 18.11.2015 г. «О принятии к исполнению нормативных документов ПАО «МРСК Центра» в филиале ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»»;
- 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 грозových перенапряжений», СТО 56947007-29.240.02.001-2008;
- «Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. Требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания», СТО 34.01-3.2-011-2017
- «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 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- ГОСТ Р 60044-7-2010 «Электронные трансформаторы напряжения».
- ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ Р 60044-8-2010 «Электронные трансформаторы тока».

– ГОСТ Р52726 – 2007 «Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия».

– При проектировании использовать региональные карты климатического районирования по ветру, гололеду и ветровой нагрузке при гололеде в Ярославской области, утвержденные приказом ПАО «МРСК Центра» от 20.01.2016 №12-ЦА

– Распоряжение № ЦА/25/97-р от 02.06.2015 «О реализации политики инновационного развития, энергосбережения и повышения энергетической эффективности»

Начальник УТР

Р.В. Трубин

Заместитель директора
по капитальному строительству

С.Н. Гушин
А.В. Бугров

Никитин А.С.

Приложение №1 к техническому заданию № 4794

№ п/п	Наименование заявителя по договору тех.присоединения	Категория (льготная/не льготная)	Наименование присоединяемого объекта	Реквизиты договора тех.присоединения SAP	Присоединяемая мощность, кВт	Срок подключения заявителя	Код СПП-элемента	Наименование внепланового лота с расшифровкой перечня работ в рамках укрупненного сметного расчета, с указанием инвентарного номера и наименования основного средства	РЭС	Адрес
1	ООО Петровская нерудная компания-2	Л	ТП для дробильно-сортировочного комплекса	41773217 /ТП-19	145	19.02.2020	1.Z76-TP41773217.01 2.Z76-TP41773217.02	1.1. Реконструкция ВЛ 10кВ № 21 ПС Петровск (инв. № 3003494), с монтажом участка ВЛ-10 кВ (протяженность ~ 0,6 км). 1.2. Установка РЛР-10 (1 шт.) 2. Строительство ПКУ 10кВ (1 шт.)	Ростовский	с/о Любимковский, у с. Павловское

Начальник УТР

Р.В. Трубин

Никитин А.С.