**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

**на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту**

**"Реконструкция ПС 110/6 кВ Муравейка с установкой**

**силового трансформатора мощностью 16 МВА"**

**1. Основание для проектирования:**

1.1. Инвестиционная программа АО «ДРСК» на 2019-2023 годы.

1.2. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» от 05.09.18 № 01-122-10-424.

**2. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проектной документации:**

2.1. Градостроительный кодекс РФ от 29.12.2004 г. № 190-ФЗ (с изменениями и дополнениями);

2.2. Земельный кодекс РФ от 25.10.2001 г. № 136-ФЗ (с изменениями и дополнениями);

2.3. Федеральный закон от 24.07.2007 г. № 221-ФЗ «О кадастровой деятельности»;

2.4. Федеральный закон от 13.07.2015 № 218-ФЗ «О государственной регистрации недвижимости»;

2.5. «Лесной кодекс РФ» от 04.12.2006 N 200-ФЗ (с изменениями и дополнениями);

2.6. «Водный кодекс РФ» от 03.06.2006 № 74-ФЗ (с изменениями и дополнениями);

2.7. ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ (действующая редакция);

2.8. ФЗ «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ (действующая редакция);

2.9. ФЗ «О связи» от 07.07.2003 № 126-ФЗ (действующая редакция);

2.10. ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ (действующая редакция);

2.11. ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 № 33-ФЗ (действующая редакция);

2.12. ФЗ от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (действующая редакция);

2.13. ФЗ «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ;

2.13. Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003 № 486 «Об утверждении правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети»;

2.14. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 № 140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы»;

2.15. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

2.16. Постановление Правительства РФ от 05.03.2007 № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий»;

2.17. ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;

2.18. ГОСТ Р 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

2.19. ГОСТ Р 21.1101-2013 «Национальный стандарт РФ. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;

2.20. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования»;

2.21. ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования»;

2.22. ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие графические требования»;

2.23. ГОСТ 34045-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;

2.24. ГОСТ Р 55608-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования»;

2.20. МДС 12-81.2007 Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства и проекта производства работ;

2.21. МДС 12-46.2008 Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства, проекта организации работ по сносу (демонтажу), проекта производства работ;

2.22. МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации»;

2.23. Приказ Министерства энергетики РФ от 19.06.2003 № 229 «Об утверждении правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации»;

2.24. ПУЭ (действующее издание);

2.25. ПТЭ (действующее издание);

2.26. РД 153-34.0-20.409-99 «Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли «Электроэнергетика» к новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению»;

2.27. СТО 56947007-29.240.10.248-2017.Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ;

2.28. СТО 56947007-29.240.55.192-2014. Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ.;

2.29. СП 48.13330.2011. Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004;

2.30. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго РФ от 03.08.2018 № 630.

2.31. СТО 59012820.29.020.004-2018. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования;

2.32. СТО 59012820.29.020.009-2016. Стандарт «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» в актуальной редакции;

2.33. СТО 59012820.29.240.30.003-2009. Схемы принципиальные электрические. Распределительные устройства подстанций 35-750 кВ. Типовые решения;

2.34. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ;

2.35. «Уточнение карт климатического районирования территории Приморского и Хабаровского краев по ветровому давлению, толщине стенки гололеда, среднегодовой продолжительности гроз», выполненное в 2008 г. ГУ «Главная геофизическая обсерватория им. А.И.Воейкова» Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды;

2.36. Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104.

2.37. Методические указания по определению сметной стоимости:

2.37.1. «Порядок определения стоимости проектных работ», решение Совета директоров Общества о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ Общества о принятии в работу от 30.04.2014 № 134;

2.37.2. «Порядок определения стоимости инженерных изысканий», решение Совета директоров Общества о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ Общества о принятии в работу от 30.04.2014 № 134;

2.37.3. «Порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов генерации, сетей, зданий и сооружений», решение Совета директоров Общества о присоединении от 07.05.2014 (протокол № 7) и приказ Общества о принятии в работу от 16.05.2014 № 148;

2.37.4. «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ», решение Совета директоров Общества о присоединении от 08.07.2014 (протокол № 11) и приказ Общества о принятии в работу от 15.07.2014 № 213.

2.38. Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями нормативно-технических и законодательных документов РФ, необходимых и действующих на момент разработки проектной документации.

**3. Основные характеристики сооружаемого объекта.**

* 1. Расширение ПС 110 кВ Муравейка с установкой 3-го силового трансформатора 16000/110/6:

|  |  |
| --- | --- |
| Показатель | **Значение\*** |
| Номинальные напряжения | 110 |
| Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.) | ОРУ 110 кВ  КРУН 6 кВ |
| Тип схемы каждого РУ | РУ 110 кВ – уточнить при проектировании;  РУ 6 кВ – 1. |
| Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ | РУ 110 кВ 2 линии  РУ 6 кВ определить в проекте |
| Количество резервных ячеек по каждому РУ | РУ 6 кВ определить в проекте |
| Количество и мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов | 2х16000/110 (сущ.)  1х16000/110 (нов.) |
| Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) | Определяется в проекте |
| Вид обслуживания | Оперативный персонал |
| Прочие особенности ПС, включая:  - требования к охране объекта;  - объем телемеханики и связи с объектом  - и т.д. (с уточнением в проекте) | Определяется в проекте |

**4. Вид строительства и этапы разработки проектной документации:**

4.1. Вид строительства – расширение ПС Муравейка с установкой 3-го силового трансформатора 110 кВ и дополнительного КРУ 6 кВ (монтаж дополнительной секции 110 кВ, монтаж силового трансформатора 110 кВ с необходимым коммутационным оборудованием 110 кВ, монтаж дополнительного КРУ 6 кВ).

4.2. Этапы разработки проекта:

**Разработка, согласование с Заказчиком, Филиалом АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ, филиалом АО «ДГК» Приморская генерация и Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС проектной документации (проектную документацию выполнить в соответствии с техническими условиями и техническими требованиями *(приложение 1, 3 к настоящему ТЗ)*:**

4.2.1. Выполнить обследование строительных конструкций существующих зданий и сооружений методом инструментального контроля с определением прочностных характеристик конструкций, по результатам обследования представить заключение.

4.2.2. Выполнить комплекс инженерных изысканий, в т.ч. сбор исходных данных, в объеме, необходимом для строительства, расширения объекта, в т.ч.:

* инженерно-геодезические изыскания;
* инженерно-геологические изыскания:
* инженерно-гидрометеорологические изыскания;
* инженерно-экологические изыскания;
* получение технических условий специализированных организаций и балансодержателей инженерных сетей и коммуникаций, необходимых для проведения работ по разработке проектно-сметной документации;
* выбор и согласование трасс, проектируемых линейных электросетевых объектов;

4.2.3. Разработать и выдать проектную документацию в объеме, достаточном для прохождения госэкспертизы и региональной ценовой экспертизы, организации закупок подрядных работ и оборудования, разработки рабочей документации.

При этом выполнить**:**

4.2.3.1. В случае отсутствия схемных проработок по обоснованию и присоединению к энергосистеме проектируемого объекта выполнить их и утвердить в составе данного этапа. При этом выполнить:

- формирование вариантов электрической связи нового объекта с энергосистемой;

- расчет стоимостных показателей вариантов схем присоединения объекта к энергосистеме и выбор рекомендуемого варианта.

4.2.3.2. Разработка тома «Балансы и режимы»:

В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности энергосистемы Приморского края ОЭС Востока на год ввода объекта в эксплуатацию и перспективу 5 (пять) лет (для каждого года пятилетнего периода) для характерных режимов, указанных в п. 4.2.3.2.1.

4.2.3.2.1. «Расчеты установившихся электроэнергетических режимов».

В разделе должны быть приведены описание и результаты расчетов установившихся электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 (пять) лет с учетом этапности реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок.

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 110 кВ и выше, прилегающей к объектам проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

Результаты расчетов должны включать в себя токовые нагрузки ЛЭП, (авто-)трансформаторов ПС, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжения в сети 110 кВ и выше, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.

На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

В случае превышения расчетными величинами допустимых значений параметров существующего оборудования электрической сети (выключатели, разъединители, ТТ, ВЧ-заградители, ошиновка и т.д.) предусмотреть усиление сети, а также замену оборудования вне зависимости от принадлежности объектов.

Расчеты электроэнергетических режимов необходимо выполнять на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов. Проектная организация обеспечивает предварительное согласование с АО «ДРСК» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ расчетных моделей (сбор и верификация данных осуществляется проектной организацией самостоятельно).

Результаты расчётов представить по следующей форме:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Элемент РУ | Оборудование | Максимальный расчетный ток в нормальной схеме или схеме с отключением одного электросетевого элемента, А | | Максимальный расчетный ток в схеме с отключением двух электросетевых элементов, А | |
| зима | лето | зима | лето |
| Наименование присоединения | в цепи ЛЭП ((А)Т, СКРМ) |  |  |  |  |
| Наименование системы или секции шин | шины (ошиновка) |  |  |  |  |

4.2.3.2.2. «Расчет токов короткого замыкания».

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей электрической сети 110 кВ и выше на год окончания реконструкции и на перспективу 5 (пять) лет.

По результатам расчетов должны быть определены требования к отключающей способности устанавливаемых выключателей (в том числе с учетом параметров восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя), термической и динамической стойкости выключателей и иного оборудования, выполнена проверка соответствия существующего оборудования расчетным токам КЗ (в том числе оборудования кабельных систем 110 кВ и выше по термической стойкости и напряжению на экране кабеля), обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ и, при необходимости, разработаны рекомендации по замене оборудования на объекте проектирования и объектах прилегающей электрической сети 110 кВ и выше и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ (секционирование, применение токоограничивающих реакторов, разземление нейтрали части трансформаторов, опережающее деление сети и т.д.).

4.2.3.3. Сопоставление (при необходимости) различных вариантов (с оценкой экономических показателей) технических решений строительства с расчетом различных режимов (нормальных, послеаварийных, ремонтных и токов короткого замыкания) работы сети (на основе различных схем ПС и их присоединений, конфигурации сети, конструктивных и компоновочных решений ВЛ (КЛ) и ПС и др.) и на этой основе определить:

Для ПС:

- главную электрическую схему подстанции;

- конструктивные и компоновочные решения РУ;

- генеральный план ПС с нанесением на чертеже существующего и вновь устанавливаемого оборудования;

* конструктивные и компоновочные решения (РУ открытого исполнения, КРУЭ или др.);
* решения по средствам компенсации реактивной мощности (СКРМ);
* решения по системам РЗА, ПА, АИИС КУЭ, ССПИ, ТМ и связи с указанием мест их размещения;
* организацию управления подстанцией из удаленных центров управления;
* место (район) размещения объекта, размер площадки;
* строительные решения, включая использование прежних зданий и сооружений (для реконструируемых ПС), а также строительство новых, на основе современных строительных технологий (применение комплектного оборудования, модульно-блочных зданий и т.д.);
* схемные и технические решения по ограничению токов короткого замыкания (т.к.з.);
* необходимость и возможность расширения ПС в перспективе;
* решения по обеспечению электроснабжения собственных нужд (СН):
* схему системы СН и схему питания СН; вид и количество независимых источников СН; требуемая мощность источников СН;
* решения по инженерным системам (противопожарным, водоснабжению и др.);

- описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект;

- описание проектных решений и мероприятий по охране объектов в период строительства.

4.2.3.4. Технические решения по релейной защите и линейной автоматике (РЗА), противоаварийной автоматике (ПА), автоматике управления выключателями (АУВ) проектируемой ПС и прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств.

Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте проектирования, объектах, технологически связанных с объектом проектирования, и объектах, на которых предусматривается выполнение работ, должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.

4.2.3.5. Схему организации передачи сигналов РЗ и ПА (ВОЛС, ВЧ каналы, другое) с учетом резервирования каналов (схему продублировать и согласовать в отдельном томе «Связь»).

4.2.3.6. Перечень всех функций РЗА и ПА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, автотрансформатор и др.), необходимых на данном объекте, анализ реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей.

4.2.3.7. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава

защит, в т.ч. обоснование:

* необходимости подключения к трансформатору тока в линии (для ВЛ с двумя выключателями) защит (дифференциально-фазной, продольной дифференциальной);
* действия защит, подключенных к линии (одной фазы, трех фаз, не отключать);
* требуемого количества ступеней резервных защит ВЛ и автотрансформаторов, места их установки и направленности;
* необходимости усиления требований ближнего резервирования (установка дополнительной защиты на ВЛ);
* алгоритмов АПВ;
* принятых коэффициентов трансформации трансформаторов тока дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов трансформаторов тока (без установки промежуточных ТТ).

4.2.3.8. Решения по определению мест повреждения на каждой ВЛ с обоснованием применения способов двухстороннего или одностороннего замера в зависимости конфигурации сети («коридоры», одиночные линии).

4.2.3.9. Обоснование (ориентировочные 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 (дифференциальная защита шин, продольная дифференциальная, дифференциально-фазная защита линии, ступенчатые защиты линий и т.п.) и ПА.

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

4.2.3.10. Решения по телемеханизации должны включать:

4.2.3.10.1 Телемеханика должна обеспечивать возможность эксплуатации подстанции без постоянного обслуживающего оперативного персонала, а также контроля и управления оборудованием с удаленных диспетчерских центров. Должны быть выполнены требования обеспечения надежности, живучести системы, готовности, ремонтопригодности, а также самодиагностика и резервирование оборудования связи.

4.2.3.10.2. Устройство телемеханики (КП) должно быть совместимым (однотипным) с большей частью устройств телемеханики, использующимися на подстанциях соответствующего филиала и обеспечивать:

- не менее двух портов для связи с устройствами верхнего уровня (по основному и резервному каналу) в направлении ДП Артемовского РЭС филиала АО «ДРСК» «ПЭС»;

- исполнение в напольном шкафу. В КП должен быть предусмотрен модуль синхронизации времени по GPS/ГЛОНАСС. Для КП предусмотреть источник гарантированного электропитания. Предусматривать исключительно цифровые измерительные преобразователи, совместимые (однотипные) с преобразователями, использующимися на подстанциях соответствующего филиала.

4.2.3.10.3 Объём ТМ ПС необходимо предусмотреть не менее следующего:

Телесигнализация (ТС) положения всех коммутационных аппаратов (КА) главной электрической схемы подстанции, включая разъединители, заземляющие ножи, выкаченное положение тележек КРУН.

Телеуправление (ТУ) приводами КА главной электрической схемы подстанции.

Телесигнализация событий: раздельный контроль снижения изоляции для всех напряжений; АЧР 1, АЧР 2; аварийно-предупредительная сигнализация, контроль напряжения АБ;

Передача положения РПН трансформаторов, телеуправление приводами РПН.

4.2.3.10.4 Телемеханику предусмотреть на аппаратуре типа КП «Исеть» с МИП Satec PM130E-PLUS или аналогичной, которая будет полностью совместима с существующей на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления, с использованием микропроцессорных измерительных преобразователей.

4.2.3.10.5 В устройстве ТМ предусмотреть установку серверов (основной и резервный) на базе промышленного компьютера MOXA c предустановленным системным ПО и ОИК, полностью совместимого с существующей системой на уровне аппаратного и программного обеспечения, мониторинга и управления. Подключение микропроцессорных терминалов защит осуществить через «сухие контакты» для передачи основных сигналов ТС и сигналов ТУ, для ТИ по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus) к серверу ТМ (телемеханики) c разделением по секциям и уровням напряжения. Перечень сигналов ТС, ТУ, ТИ согласовать с филиалом ДРСК «Приморские ЭС».

4.2.3.11. Решения по обмену технологической информацией с Филиалом АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ (выбор направления обмена, определение состава телеинформации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления обмена, расчет необходимой пропускной способности каналов связи).

Перечень сигналов ТИ, ТС передаваемых в Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ представить в виде таблицы, которая должна содержать:

- диспетчерское наименование присоединения, системы (секции) шин;

- перечень сигналов ТИ и ТС, передаваемых в Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ.

Передачу телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ необходимо организовать по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104, по двум независимым каналам связи, организация которых исключает возможность их одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

4.2.4. Организационно-технические решения по созданию автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) на проектируемом объекте выполнить отдельным томом.

4.2.5. Выполнить (отдельным томом) организационно-технические решения по созданию систем связи для передачи корпоративной и технологической информации, в составе тома выполнить и разработать:

* пояснительную записку с описанием предлагаемых решений;
* перечень проектируемых систем связи и укрупненный состав каждой из проектируемых систем связи;
* направления организации каналов связи (в форме таблицы информационных потоков) с указанием типа, емкости и назначения организуемых каналов связи и устройств связи, по которым организуются основные и резервные каналы;
* структурные схемы организации связи по проектируемым системам связи (отдельно для каждой из систем), а также общую структурную схему связи с отображением маршрутов прохождения основных и резервных (дублирующих) каналов связи (голос, данные) между объектом и соответствующими центрами управления (филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» и Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ);
* линейную схему подвески/прокладки волоконно-оптических кабелей (ВОК) с указанием объектов, расстояний, типа кабеля, типа и количества оптических волокон (ОВ), выделенных ОВ для организации цифровых систем передачи информации и систем РЗ;
* результаты обследования существующих ВЛ на предмет возможности размещения проектируемого ВОК на существующих опорах;

4.2.6. Все решения должны быть взаимоувязаны с решениями по созданию систем связи в рамках смежных проектов.

4.2.7 Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, ССПИ, АИИС КУЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.

4.2.8 Решения по организации электропитания систем РЗА, ПА, ССПИ, систем связи, ТМ и других систем;

- для резервирования электропитания аппаратуры связи и телемеханики на ПС применить систему АВР запитанную от двух секций ЩСН и ИБП с технологией двойного преобразования (On-line) 19” исполнения с коэффициентом мощности не менее 90%, с внешними аккумуляторными батареями, рассчитанными на время автономной работы не менее 6 часов. Систему мониторинга ИБП осуществить по протоколу SNMP;

- Предусмотреть систему систему кондиционирования для помещения связи;

4.2.9. В целях бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией разработать и согласовывать с Заказчиком технические решения по электроснабжению потребителей на время реконструкции *(расширения)* объекта.

4.2.10. Разработать и выдать сметную документацию, в соответствии с п.28 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию.

4.2.11. Разработать и выдать документацию в объеме, достаточном для проведения закупок подрядных работ на выполнение СМР, техническую документацию для проведения закупок оборудования и материалов.

4.2.12. Выполненные проектные материалы с пояснительной запиской (в объеме и составе п.5.9.) предоставить Заказчику (одновременно в адрес исполнительного аппарата АО «ДРСК» г. Благовещенск, и в адрес филиала АО «ДРСК», для которого разрабатывается проект) для последующего рассмотрения и согласования с профильными структурными подразделениями АО «ДРСК и Филиалом АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ, филиалом АО «ДГК» Приморская генерация и Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» Приморское ПМЭС. Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования Филиала АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ.

4.2.13. Подрядчик обеспечивает проведение по доверенности Заказчика Госэкспертизы и региональной ценовой экспертизы разработанной проектной документации, включая сметные расчеты ***(в течение 3-х месяцев после разработки)***.

4.2.14. Заказчик утверждает проектную документацию на основании положительных заключений Госэкспертизы и региональной ценовой экспертизы сметной документации.

4.2.15. Так же необходимо выполнить:

* план ПС;
* схема электрическая принципиальная ПС 110 кВ Муравейка (оригиналы схемы на бумажном носителе должны быть согласованы в установленном порядке с Филиалом АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ и утверждены Заказчиком);
* схемы этапов строительства (при необходимости);
* состав, линейные и структурные схемы систем связи;
* состав устройств ИТС, в т.ч. РЗА;
* структурная схема и пояснительная записка по ССПИ (ТМ), ССПТИ;

**5. Особые условия:**

5.1. Выполнить раздел «Эффективность инвестиций».

5.2. В проекте организации строительства разработать технические решения, последовательность и технологии работ, связанных с обеспечением бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией на время реконструкции *(расширения)* объекта.

5.3. В разделах «Инженерные изыскания» и «Проект полосы отвода» картографический материал предоставить в масштабах 1:500 и 1:2000 на бумажном и электронном носителях.

5.4. Разделы проектно-сметной документации выполнить в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87) и ГОСТ Р 21.1101-2013 Основные требования к проектной и рабочей документации.

5.5. Противопожарные мероприятия выполнить в соответствии с действующими правилами пожарной безопасности для энергетических объектов.

**5.6. Требования к выполнению сметных расчетов.**

5.6.1. Сметная документация должна соответствовать требованиям методических указаний по определению стоимости строительства (Приложение № 2 к настоящему техническому заданию).

5.6.2. При составлении смет руководствоваться МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации».

5.6.3. Сметную документацию согласно Постановлению Правительства РФ [от 16.02.2008г. № 87](kodeks://link/d?nd=902087949) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержании» выполнить в двух уровнях цен с применением базисно-индексного метода:

5.6.3.1. Сметная стоимость в базисном уровне цен, определяется на основе действующих сметных норм и цен с использованием единичных расценок утвержденных, зарегистрированных в установленном порядке и внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов РФ, утвержденный Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России).

5.6.3.2. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, составляется с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России) или индексами, рекомендованными к применению региональными РЦЦС.

5.6.3.3. Для пересчета из базисного в текущий уровень цен и наоборот, к стоимости оборудования, прочих затрат, проектных работ применяются индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» в соответствии с рекомендациями Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой). При этом индексы на строительно-монтажные работы:

5.6.3.3.1. Индексы для воздушных и кабельных линий применяются в соответствии с индексами по объектам строительства:

- воздушная прокладка провода с медными жилами;

- воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами;

- подземная прокладка кабеля с медными жилами;

- подземная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами.

5.6.3.3.2. Индексы для КТП, ПС применяются в соответствии с индексом «Прочие объекты».

5.6.4. Стоимость материально-технических ресурсов (далее – МТР) (не учтенных в расценках) определять по сборнику «сметных цен на материалы» утвержденного в установленном порядке и внесенного в Федеральный реестр сметных нормативов.

5.6.5. При отсутствии необходимой номенклатуры МТР по сборнику, допускается определять стоимость МТР на основании прайс-листов[[1]](#footnote-1) в текущем уровне (в сметах в графе «обоснование» указывать дату/период действия и изготовителя/поставщика), при этом цены не должны превышать средних цен по региону расположения Филиала АО «ДРСК».

5.6.6. При использовании в сметах коэффициентов и лимитированных затрат, указывать обоснованиеиз технической части, вводных указаний сборников или других нормативных документов и приложений к ним.

5.6.7. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ.

5.6.8. При определении стоимости работ по двум и более локальным сметным расчетам (локальным сметам) необходимо предоставить сводный сметный расчет.

5.6.9. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel, либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel и в формате «Гранд СМЕТА» (или в формате программы «WIN RIK»), позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Допускается наличие аналогичных программных продуктов, которые должны полностью поддерживать форматы указанного ПО заказчика с набором функций, не уступающих указанному ПО, и схожим с ним интерфейсом.

5.7. Подрядчик в день завершения работ, указанный в календарном плане, направляет в филиал АО «ДРСК» Акт сдачи-приемки выполненных работ с приложением 4 (четырех) экземпляров ПСД в бумажном виде и 1 экземпляр в электронном виде (на CD), одновременно направляет 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в АО «ДРСК» г. Благовещенск.

5.8. Использование форматов при передаче документации в электронном виде:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Вид документа** | **Используемое приложение** | **Формат** |
| Текстовая часть, описания | MS Word и  Adobe Acrobat | .doc  .pdf |
| Таблицы | MS Excel и  Adobe Acrobat | .xls  .pdf |
| Базы данных | MS Excel и  Adobe Acrobat | .xls  .pdf |
| Планы, графики | MS Project и  MS Excel | .mpp  .xls |
| Чертежи | AutoCAD и  Adobe Acrobat | .dwg  .pdf |
| Графический материал | MS Photo Editor и  Adobe Acrobat | .jpg  .pdf |
| Электронный архив | WinRar | .rar \* |
| Сметная документация | MS Excel и в формате программы «ГРАНД СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. | .xls  .gsf |

\*- материалы каждого тома проекта компоновать в одном файле

5.9. Разработанная проектно-сметная документация является собственностью Заказчика и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

5.10. Исключительные права на разработанную в рамках договора проектно-сметную документацию и на результаты выполнения изыскательских работ принадлежат Заказчику с момента приемки проектно-сметной документации и результата выполнения изыскательских работ. Заказчик вправе использовать разработанную Подрядчиком в рамках договора проектно-сметную документацию и результат выполнения изыскательских работ без согласия Подрядчика в любых целях по усмотрению Заказчика неограниченное число раз. Подрядчик не вправе требовать предоставления права на участие в реализации проекта, предусмотренного документацией.

5.11. Проектная организация включает в стоимость проектных работ затраты, и осуществляет от лица Заказчика получение по проекту всех необходимых согласований и заключений, положительного заключения Госэкспертизы и региональной ценовой экспертизы.

5.12. Исходные данные, предоставляемые Заказчиком:

- месторасположение объекта;

5.13. Проектная организацияобеспечивает согласование разработанной проектно-сметной документации с заинтересованными государственными надзорными органами, организациями природопользования и охраны окружающей среды, земле и лесопользователями, эксплуатирующими организациями инженерных коммуникаций и другими заинтересованными организациями.

5.14. Проектная организация устраняет за свой счет все замечания к проектно-сметной документации, полученные от Заказчика, Госэкспертизы или организации, аккредитованной на право проведения негосударственной экспертизы, в течение 7 (семи) рабочих дней после их получения, но не позднее срока окончания экспертизы, установленного в договоре на проведение экспертизы.

5.15. При повторном обращении в Госэкспертизу или в организацию, аккредитованную на право проведения негосударственной экспертизы, необходимость которого возникла вследствие неустранения или ненадлежащего устранения Проектной организацией замечаний при проведении экспертизы, расходы по проведению повторной и последующих экспертиз проектно-сметной документации компенсируются Проектной организацией.

5.16. Работы по проектированию считаются выполненными после утверждения Заказчиком проектно-сметной документации и получения положительного заключения экспертизы или в случае отсутствия необходимости проведения экспертизы - после утверждения Заказчиком проектно-сметной документации.

**6. Дополнительные требования к установленным в документации о закупке к Участнику. Перечень документов, подтверждающих соответствие Участника закупки установленным дополнительным требованиям.**

6.1. Участник закупки должен являться членом саморегулируемой организации (СРО) в области инженерных изысканий (если иное не предусмотрено статьей 47 ГрК РФ) и архитектурно-строительного проектирования (если иное не предусмотрено статьей 47 ГрК РФ) зарегистрированном в установленном порядке в любом субъекте РФ.

6.2. Уровень ответственности Участника по компенсационному фонду возмещения вреда определяется стоимостью проектных и изыскательских работ по договору.

6.3. В составе заявки Участник должен предоставить заверенную копию действующей выписки из реестра членов СРО, согласно п. 6.1., по форме, установленной органом надзора за саморегулируемыми организациями, содержащей сведения:

6.3.1. о наличии у Участника, являющегося членом саморегулируемой организации, права выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации, по договору о выполнении инженерных изысканий, заключенному с застройщиком, техническим заказчиком или лицом, получившим в соответствии с Земельным [кодексом](consultantplus://offline/ref=C3AA87EFC11A8620125C508EB8FE5ABD57F63F81421A6815B8C94CA21Ai6jEJ) Российской Федерации разрешение на использование земель или земельного участка, находящегося   
в государственной или муниципальной собственности, для выполнения инженерных изысканий (далее по тексту - договор подряда на выполнение инженерных изысканий), по договору о подготовке проектной документации, заключенному с застройщиком, техническим заказчиком, лицом, ответственным за эксплуатацию здания, сооружения, региональным оператором (далее по тексту - договор подряда на подготовку проектной документации), заключаемому с использованием конкурентных способов заключения договоров;

6.3.2. об уровне ответственности Участника - члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, по договору подряда на подготовку проектной документации,   
в соответствии с которым Участником внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда, соответствующий стоимости планируемых работ по настоящей закупке, учитывая ценовое предложение Участника;

6.3.3. об уровне ответственности Участника - члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на выполнение инженерных изысканий, по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым Участником внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств.

Дата выписки не должна быть старше 30 дней на дату подачи заявки Участника

6.4. В случае отсутствия возможности самостоятельного выполнения изысканий, Участник должен представить следующие копии документов (по своему усмотрению из перечисленных):

а) договор возмездного оказания услуг/ договор на выполнение изысканий.

б) соглашение о намерениях заключить договор на оказание услуг/ соглашения о намерениях заключить договор на выполнение изысканий.

в) гарантийное письмо о заключении договора возмездного оказания услуг / гарантийное письмо о заключении договора на выполнение изысканий.

6.5. В составе заявки Участник предоставляет укрупненный сметный расчет в объеме соответствующем, плановой стоимости Заказчика. Сметная стоимость определяется на основании методических указаний по определению сметной стоимости строительства (Приложение № 2 к настоящему техническому заданию);

6.6. В случае если по каким-либо причинам Участник закупочной процедуры не может предоставить, требуемый в техническом задании документ, он должен приложить составленную в произвольной форме справку, объясняющую причину отсутствия требуемого документа.

**7. Заказчик: АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».**

**8. Исходные данные для проектирования.**

Перечень исходных данных, сроки их подготовки и передачи Заказчиком проектной организации определяются договором на разработку проекта и календарным графиком.

**9. Срок выполнения проектной документации:**

Начало проектирования - с даты заключения договора.

Окончание – 31.10.19.

Приложения:

1. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» от 05.09.18 № 01-122-10-424;

2. Методические указания по определению сметной стоимости.

3. Технические требования на разработку проектной документации на реконструкцию ПС 110/6 кВ Муравейка с установкой силового трансформатора мощностью 16 МВА.

1. Определение текущей цены по прайс-листам осуществляется на основе исходных данных, получаемых от подрядной организации, а также поставщиков и организаций-производителей МТР. На основании МДС 81-35.2004 пункт 4.25 в целях выбора оптимальных и обоснованных показателей стоимости рекомендуется осуществлять подрядчиком мониторинг цен на МТР. [↑](#footnote-ref-1)