|  |  |
| --- | --- |
| ***СОГЛАСОВАНО:***  ***Первый заместитель директора – главный диспетчер***  ***Филиала АО «СО ЕЭС»***  ***Амурское РДУ***  ***\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_В.Е. Костин***  ***«\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2018 г.***  ***Первый заместитель генерального директора – главный инженер***  ***Филиала ПАО «ФСК ЕЭС»***  ***МЭС Востока***  ***\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_А.В. Татаринков***  ***«\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2018 г.*** | ***УТВЕРЖДАЮ:***  ***Заместитель генерального***  ***директора по инвестициям***  ***и управлению ресурсами АО «ДРСК»***    ***\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_В.А. Юхимук***  ***«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2018 г.*** |

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

на разработку проектной и рабочей документации

***«Строительство ПС 110 кВ Маслозавод и двух ЛЭП 110 кВ Белогорск –***

***Маслозавод № 1 и № 2»***

1. Основание:
   1. Договор технологического присоединения с АО «КРДВ» от 13.04.2018 № 166.
   2. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные 06.04.2018.
   3. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2018 – 2022 годов, утвержденная распоряжением губернатора Амурской области от 24.04.2018 № 42-р.
   4. Технические требования на разработку проектной и рабочей документации «Строительство ПС 110 кВ Маслозавод».
   5. Технические требования на разработку проектной и рабочей документации «Строительство ЛЭП 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1 и № 2».
2. Основные нормативно-технические документы (НТД) определяющие требования к проектной документации:
   1. Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87).
   2. ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации».
   3. ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008.
   4. ПУЭ и ПТЭ (действующие издания).
   5. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».
   6. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.192-2014 «Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ».
   7. СНиП 11-01-95 в части, не противоречащей федеральным законам и постановлениям Правительства Российской Федерации.
   8. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55105-2012 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».
   9. 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».
   10. ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования».
   11. ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению».
   12. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений».
   13. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования». Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118-2003), утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.
   14. Методические указания по устойчивости энергосистем, утв. приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.
   15. Стандарт организации СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», утвержденный и введенный в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441.
   16. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования», утвержденный приказом АО «СО ЕЭС» от 16.08.2016 № 207.
   17. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования».
   18. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57114-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения».
   19. Градостроительный кодекс Российской Федерации.
   20. Земельный кодекс Российской Федерации.
   21. Постановление Правительства РФ от 21.08.2015 № 875 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Белогорск».
   22. Постановление Правительства РФ от 31.03.2017 № 402 «Об утверждении Правил выполнения инженерных изысканий, необходимых для подготовки документации по планировке территории, перечня видов инженерных изысканий, необходимых для подготовки документации по планировке территории, и о внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 19 января 2006 г. № 20».
   23. Постановление Правительства РФ от 22.04.2017 № 485 «О составе материалов и результатов инженерных изысканий, подлежащих размещению в информационных системах обеспечения градостроительной деятельности, федеральной государственной информационной системе территориального планирования, государственном фонде материалов и данных инженерных изысканий, Едином государственном фонде данных о состоянии окружающей среды, ее загрязнении, а также о форме и порядке их представления».
   24. СП 47.13330.2016. Свод правил. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96 (утв. и введен в действие Приказом Минстроя России от 30.12.2016 № 1033/пр).
   25. СП 42.13330.2011. Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89 (утв. Приказом Минрегиона РФ от 28.12.2010 № 820).
   26. Федеральный закон от 13.07.2015 № 218-ФЗ "О государственной регистрации недвижимости".
   27. Другая действующая на момент разработки проектной документации нормативно-техническая документация, действующие законодательные документы РФ и нормативные акты к ним.
3. Вид строительства и этапы разработки проектной и рабочей документации.
   1. Вид строительства – новое строительство:

– ПС 110 кВ Маслозавод;

– две ЛЭП 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1 и № 2.

Перечень титулов, по которым требуется координация решений данной проектной документации:

* Реконструкция ПС 220 кВ Белогорск (расширение ОРУ 110 кВ на две линейные ячейки для технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства АО «ДРСК»);
* Реконструкция ПС 220 кВ Белогорск. Замена выключателей 220 кВ (6 шт.).
  1. Этапы разработки документации:

**I этап:** (в течение 2-х месяцев с момента заключения договора на проектирование) – разработка и согласование с АО «ДРСК» (далее по тексту – ДРСК), Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ (далее по тексту – Амурское РДУ), Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока (далее по тексту – МЭС Востока) основных технических решений (ОТР) по проектируемым объектам, проведение инженерных изысканий в объеме, достаточном для прохождения Государственной экспертизы.

Проектная организация обеспечивает предварительное согласование с ДРСК, Амурским РДУ, МЭС Востока расчетных моделей (сбор и верификация данных осуществляется проектной организацией самостоятельно).

II этап (в течение 4-х месяцев с момента выполнения инженерных изысканий) - разработка, согласование с ДРСК, Амурским РДУ, МЭС Востока, и экспертиза (ГАУ «Амургосэкспертиза) проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов; разработка и согласование раздела «Технические требования к основному электротехническому оборудованию», опросных листов на оборудование ПС.

**III** этап (не позднее 30 июня 2019 года) – разработка, согласование с ДРСК, Амурским РДУ, МЭС Востока рабочей документации.

ОТР, разработанные на I этапе проектирования, могут быть скорректированы на II этапе разработки проектной документации. Указанные изменения должны быть согласованы со всеми лицами, участвующими в согласовании ОТР.

1. Основные характеристики объекта:
   1. Основные технические показатели проектируемой ПС 110 кВ Маслозавод:

Таблица 1

| Наименование характеристики | Характеристика объекта |
| --- | --- |
| Номинальные напряжения | ВН – 110 кВ;  НН – 10 кВ |
| Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.) | РУ 110 кВ – открытое;  РУ 10 кВ – закрытое |
| Тип и схемы каждого РУ | РУ 110 кВ – открытое, 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»;  РУ 10 кВ – закрытое, комплектное, 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин» |
| Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ | 110 кВ – 2 линии;  10 кВ – определить проектом |
| Количество резервных ячеек по каждому РУ | Определить при проектировании |
| Оперативный ток | Постоянный 220 В |
| Количество и мощность силовых трансформаторов | 2 х 25 MBA, оснащенные устройствами РПН |
| Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности | Определить при проектировании |
| Вид обслуживания | Оперативный персонал |
| Релейная защита и сетевая автоматика (РЗиСА) | На микропроцессорной базе |
| Противоаварийная автоматика | Определить при проектировании |
| Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, ОМП) | Определить при проектировании |
| Система управления основным и вспомогательным оборудованием, система сбора и передачи информации | Определить при проектировании |
| Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) | Технические решения по созданию АИИС КУЭ определить при проектировании |
| Средства связи | Определить при проектировании |
| Возможность расширения | РУ-110 кВ – да;  РУ-10 кВ – да |

ПС присвоить следующее диспетчерское наименование: ПС 110 кВ Маслозавод.

4.2. Основные технические показатели проектируемой ***ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1 и № 2.***

Таблица 2

| Показатель | Значение |
| --- | --- |
| Вид ЛЭП | Воздушная (в случае невозможности выполнения протяжённости всей трассы (или части трассы) в воздушном исполнении, применить кабельное исполнение |
| Номинальное напряжение | 110 кВ |
| Количество линий/цепей | 2/2 (при невозможности прохождения двух одноцепных ЛЭП обосновать и определить проектом способ подвески проводов по одной двухцепной ЛЭП); |
| Передаваемая мощность | 16,7 МВт (согласно ТУ на ТП) |
| Длина трассы | Ориентировочно две линии по 4,2 км (уточнить при проектировании) |
| Наличие переходов через естественные и искусственные преграды | Через ж/д, а/д, ЛЭП, трубопроводы и другие препятствия уточнить проектом |
| Число часов использования максимума нагрузки | Определить при проектировании |
| Прочие особенности BЛ, включая рекомендации по типу опор и изоляции (с уточнением в проекте) | • конструктивное исполнение опор (типовые унифицированные решетчатые, многогранные, опоры из гнутого профиля) определить проектом на основании технико-экономического сравнения. Предусмотреть антикоррозийную защиту металлоконструкций опор;  • тип изоляции определить проектом, согласовать с Заказчиком;  • применить линейную, сцепную, поддерживающую, натяжную, соединительную арматуру и протекторы спирального типа. При необходимости предусмотреть на ВЛ установку гасителей вибрации, марку и тип определить проектом;  • выбор типа фундаментов (грибовидный ж/б, трубный, винтовые сваи) для закрепления опор в грунте выполнить согласно выбранному типу опор. Предусмотреть гидроизоляцию конструкций, соприкасающихся с грунтом (фундаментов, ригелей, опор и др.);  • применить провод марки АС, сечение определить проектом с учетом перспективного роста нагрузок и послеаварийных режимов |
| Необходимость прокладки ВОЛС по проектируемой ЛЭП | Предусмотреть подвеску ВОК (волоконно-оптический кабель) по проектируемой ЛЭП 110 кВ на 24 оптических волокон ниже несущих траверс, с учетом захода, проектируемого ВОЛС ПС 110 кВ Маслозавод – ПС 220 Белогорская - БелРЭС |
| Необходимость прокладки ВОЛС между ПС 110кВ Маслозавод – ПС 35кВ Промышленная. | Предусмотреть прокладку ВОК (волоконно-оптический кабель) для организации необходимого кольцевого резервирования |

ЛЭП присвоить диспетчерские наименования:

ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1;

ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 2.

1. Требования к оформлению и содержанию проектной документации:
   1. Предпроектные обследования.

Перед началом проектирования выполнить предпроектные обследования. При предпроектном обследовании информационно-технологическим системам (ИТС) и систем связи:

* + 1. Определить:

-состав, размещение, срок эксплуатации и техническое состояние существующих устройств РЗА в сети, прилегающей к объекту проектирования;

-виды, объемы и места реализации управляющих воздействий (отключение нагрузки, оборудования и т.п.) от устройств и комплексов ПА и РА;

-схему и состав существующей сети связи для систем диспетчерского и технологического управления на объекте строительства (расширения, реконструкции) и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи (ВОЛС, другое) для передачи сигналов и команд РЗ, ПА, и РА телеинформации и голосовой информации включая наличие резервных каналов связи.

* + 1. Произвести оценку отклонений (при наличии) от требований селективности, быстродействия и чувствительности устройств РЗА в существующей сети.

Результаты предпроектного обследования согласовать с ДРСК, МЭС Востока, Амурским РДУ.

Предпроектные обследования проводятся проектной организацией самостоятельно, с выездом специалистов на объекты. Заказчик обеспечивает доступ на объект и оказывает необходимое содействие в сборе исходных данных.

Отчет с результатами предпроектного обследования оформить отдельным томом.

* 1. I этап проектирования «Разработка, обоснование и согласование с ДРСК, Амурским РДУ, МЭС Востока и другими заинтересованными сторонами основных технических решений (ОТР) по сооружаемому объекту».
     1. Балансы и режимы.
        1. В разделе должны быть приведены результаты анализа прогнозных балансов мощности Восточного энергорайона энергосистемы Амурской области ОЭС Востока на год ввода объекта в эксплуатацию и перспективу 5 лет для характерных режимов, указанных в п. 5.2.1.2.
        2. «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 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, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

Результаты расчетов должны включать в себя: токовые нагрузки линий электропередачи, 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 электрической сети.

На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования ПС и ЛЭП, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

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

* + - 1. **«Расчеты статической устойчивости».**

В составе раздела должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети, прилегающей к объекту проектирования, для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 лет.

По результатам расчетов должны быть определены:

- предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих сечениях;

- необходимые объемы и дискретность управляющих воздействий ПА для обеспечения устойчивости и допустимых параметров электроэнергетического режима на год ввода объектов в эксплуатацию и на перспективу 5 лет.

Результаты расчетов максимально допустимых перетоков активной мощности должны быть приведены по форме приложения 7 к настоящему ТЗ.

Расчеты электроэнергетических режимов, статической устойчивости необходимо выполнять на верифицированных расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов.

В случае невыполнения требований Методических указаний по устойчивости энергосистем, выявления необходимости увеличения МДП в контролируемых сечениях, необходимо разработать мероприятия по обеспечению статической устойчивости в электрической сети.

* + - 1. **«Регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности».**

В составе раздела должен быть выполнен анализ баланса реактивной мощности и определены вид, количество, номинальные параметры и точки подключения СКРМ в районе размещения объекта проектирования на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 лет, необходимость регулирования напряжения в сети с использованием РПН трансформаторов (автотрансформаторов), включая автоматическое изменение их коэффициента трансформации. При необходимости установки регулируемых СКРМ должны быть представлены соответствующие обосновывающие расчеты.

* + - 1. **«Расчет токов короткого замыкания».**

В составе раздела должны быть выполнены расчеты токов КЗ на шинах объекта проектирования, а также на шинах энергообъектов прилегающей сети 110 кВ и выше на год ввода объекта в эксплуатацию и на перспективу 5 лет.

По результатам расчетов токов КЗ 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 оборудования расчетным токам КЗ, обеспечения требуемой погрешности измерительных трансформаторов тока по условиям надежной работы устройств РЗ и СИ, расчет параметров срабатывания устройств РЗ на объекте проектирования и объектах прилегающей сети (район прилегания обосновать расчетами). При необходимости, разработаны рекомендации по замене оборудования на объектах проектирования и объектах прилегающей сети 110 кВ и выше (вне зависимости от принадлежности) и/или разработаны мероприятия по ограничению токов КЗ.

Обосновать расчетами возможность или недопустимость длительной работы трансформаторов ПС 110 кВ Маслозавод с разземленной нейтралью.

Расчетные модели, на основе которых проводились расчеты электроэнергетических режимов, токов КЗ, должны быть предоставлены в электронном виде в формате программных комплексов, использованных при проведении расчетов, а также графические схемы.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов, статической устойчивости, токов КЗ, должны быть предоставлены в графическом и табличном виде.

* + 1. В части ПС 110 кВ Маслозавод определить и выполнить:
* принципиальную электрическую схему;
* принципиальные конструктивные и компоновочные решения;
* решения по основному электротехническому оборудованию;
* количество, мощность и габаритный типоразмер трансформаторного оборудования;
* решения по СКРМ, включая тип, количество, мощность и места подключения;
* технические и метрологические характеристики вторичных обмоток ТТ и ТН;
* каналы, технологии и состав оборудования связи, используемые для целей РЗ, ПА, РА и РАСП, АСУ ТП (ССПИ) и диспетчерской связи (количество ОВ, оборудования мультиплексирования (при обоснованном отказе организации работы РЗ по выделенным волокнам волоконно - оптического кабеля));
* план заходов ЛЭП 110 кВ;
* главную электрическую схему с пояснительной запиской;
* конструктивные решения по РУ 110 кВ в соответствии с видами выбранного электрооборудования;
* строительные решения на основе современных строительных технологий;
* решения по уровню изоляции, защите оборудования от перенапряжений, прямых ударов молнии и заземляющему устройству;
* исполнительную схему заземляющего устройства, схему грозозащиты;
* решения по освещению территории на основе современных энергосберегающих технологий;
* конструктивное исполнение электрической связи между РУ 110 кВ и трансформаторами (токопровод, ошиновка и т.д.);
* общие технические требования к устройствам собственных нужд (СН) и постоянного тока (ПТ) выполнить отдельным томом (разделом):
* тип, количество, требуемую мощность источников СН;
* схемы сети постоянного оперативного тока и собственных нужд 0,4 кВ;
* расчеты токов короткого замыкания в сетях собственных нужд и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
* выполнение защиты сетей постоянного оперативного тока и собственных нужд;
* схемы организации цепей постоянного тока;
* построение карт селективности защитных аппаратов сети 0,4 кВ и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
* расчет кабельной продукции, необходимой для подключения устройств РЗА, ПТ, СН;
* технические решения к устройствам и шкафам РЗА выполнить отдельными томами, в соответствии с п. 3 технических требований на выполнение проектной и рабочей документации на строительство ПС 110 кВ Маслозавод (приложение 3).

5.2.3. **Для ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1 и № 2 определить и выполнить:**

* + - 1. На основании технического требования на выполнения проектной и рабочей документации на строительство двух ЛЭП 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1 и № 2:
* основные технические решения, в т. ч. по применению типовых или неунифицированных, индивидуально сконструированных строительных конструкций (опор, фундаментов и т.д.);
* характеристики пропускной способности BЛ в обе стороны (учитывая нормированную плотность тока);
* протяженность трассы;
* решения по пересечениям проектируемой ЛЭП с существующими ЛЭП, магистральными нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами и т.д., автомобильными дорогами I категории;
* линейную изоляцию;
* тип опор и фундаментов, схему заходов и подключения ВЛ к ПС;
* защиту от атмосферных и внутренних перенапряжений;
* средства снижения ветровой вибрации;
* определить тип и марку волоконно-оптического кабеля (ОКСН, ОКНН, ОКГТ).

5.2.3.2. Схему организации передачи сигналов ПА по ВОЛС, с учетом резервирования каналов (схему продублировать и согласовать в отдельном томе «Связь»).

5.2.3.3. Решения по оперативному управлению коммутационными аппаратами (КА) из центров диспетчерского управления.

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

* + 1. «Основные технические решения по РЗА и другим ИТС».

5.2.4.1. В составе раздела с учетом результатов предпроектного обследования выполнить, определить и разработать:

– состав вновь устанавливаемых и объемы модернизации существующих устройств ИТС, в т.ч. РЗ, СА, ПА, РА и РАСП (РАС, ОМП) каждого элемента проектируемого объекта (Т, шины, СКРМ и т.д.) и каждой отходящей ЛЭП (в том числе на противоположных концах ЛЭП);

– схему размещения устройств ИТС, в т.ч. РЗ, СА, ПА, РА и РАСП (РАС, ОМП) на объекте проектирования (Т, шины, СКРМ и т.д.) и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи по ВОЛС, для передачи сигналов и команд РЗА, включая резервные каналы связи;

– технические и метрологические характеристики вторичных обмоток ТТ и ТН;

– режимы АПВ ЛЭП и шин (ошиновок), в т.ч. алгоритмы АПВ (кратность, условия пуска, контроль напряжения на ЛЭП и шинах, контроль синхронизма и т.п.);

– каналы, технологии и состав оборудования связи, используемые для целей РЗ, ПА, РА и РАСП, (количество ОВ, оборудования мультиплексирования (при обоснованном отказе организации работы РЗ, ПА и РА по выделенным волокнам волоконно-оптического кабеля) при организации ВОЛС);

– структурную схему АСУ ТП или ССПИ (ТМ) с краткой пояснительной запиской (виды контролируемого и управляемого оборудования, состав функциональных подсистем);

– решения по обмену технологической информацией с ЦУС филиала ПАО «ФСК ЕЭС», ЦУС филиала АО «ДРСК», Амурским РДУ на базе протоколов МЭК: Выбор направления обмена, определение состава информации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления обмена по вновь вводимому оборудованию, расчет необходимой пропускной способности каналов связи.

* схему распределения устройств информационно -технологических систем по ТТ и ТН (включая устройства РЗ, АПВ, АВР, ПА и РА, РАС, ОМП, АСУ ТП (ССПИ), АИИС КУЭ, СМиУКЭ) на объекте проектирования и на объектах, технологически связанных с объектом проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА). Схема должна быть согласована в установленном порядке с ДРСК, МЭС Востока, Амурским РДУ.
* схему размещения шкафов РЗА.
* схемы организации цепей переменного напряжения на объекте проектирования и на объектах, технологически связанных с объектом проектирования;
* схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА.
* схемы организации цепей напряжения устройств РЗА.
* принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей.
* заказные спецификации (карты заказа) на устройства РЗА.

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.

* + - 1. Технические решения по организации АИИС КУЭ включены в п. 4 технических требований на выполнение проектной и рабочей документации на строительство ПС 110 кВ Маслозавод (приложение 3).

В раздел по организации учета включить следующие материалы:

Общие данные:

* схема объёмов (направления) учета электроэнергии;
* схема структурная АИИС КУЭ;
* схема расположения оборудования;
* спецификация оборудования;

5.2.5 «Основные технические решения по организации связи».

5.2.5.1. В составе раздела выполнить:

– 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 общая структурная схема связи с отображением маршрутов прохождения основных и резервных/дублирующих каналов связи (голос, данные) между проектируемым объектом и соответствующими центрами управления (ЦУС) и для передачи сигналов/команд РЗ, ПА и РА;

– описание трассы, заходов волоконно-оптического кабеля на объекты, решения по спецпереходам;

– линейную схему подвески/прокладки волоконно-оптического кабеля с указанием объектов, расстояний, типа кабеля, типа и количества оптических волокон (ОВ), выделенных ОВ для организации цифровых систем передачи информации и систем РЗ;

– технические условия собственников инфраструктуры (приводятся в случае проектирования систем связи, ВОК с использованием инфраструктуры (ВЛ, телефонная канализация, помещения и т.п.).

* + - 1. Технические решения к организации СДТУ и телемеханики выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии п. 5 технических требований на выполнение проектной и рабочей документации на строительство ПС 110 кВ Маслозавод (приложение 3).

5.2.6. Состав представляемых на рассмотрение материалов I этапа проектирования:

* утвержденное ЗП;
* перечень исходных данных для проектирования;
* генеральный план, схема присоединения к энергосистеме и нормальная схема электрических соединений ПС 110 кВ Маслозавод;
* данные об отключающей способности выключателей, термической стойкости и пропускной способности другого оборудования на объектах сети 35 кВ и выше, прилегающей к объекту проектирования (в табличном виде);
* материалы камеральной проработки трассы ЛЭП и площадки ПС; решения по площадке ПС;
* климатическая характеристика региона строительства;
* предварительный вариант размещения площадки;
* информация (согласующие письма) о согласовании МЭС Востока, Амурским РДУ расчетных моделей;
* расчетные модели, на основе которых проводились расчеты электроэнергетических режимов, токов КЗ, статической устойчивости в электронном виде в формате программных комплексов, использованных при проведении расчетов, а также графические схемы;
* результаты расчетов электроэнергетических режимов, токов КЗ, статической устойчивости в графическом и табличном виде;
* сводная таблица результатов расчетов максимально допустимых перетоков (в формате приложения 6 к настоящему ТЗ);
* расчеты мощности приемников СН в табличной форме. Выбор количества, единичной мощности, типоисполнения ТСН, обоснование резервирования СН, вида, единичной мощности и схемы подключения источника резервного питания, выбор принципиальной схемы СН;
* материалы по выбору схем РУ проектируемой ПС;
* состав устройств ИТС, в т.ч. РЗА, и СМ на проектируемом объекте и энергообъектах, технологически связанных с объектом проектирования, с краткой пояснительной запиской с описанием рассмотренных вариантов;
* схема размещения устройств ИТС, в т.ч. РЗА на объекте проектирования и в прилегающей сети с отражением используемых каналов связи, для передачи сигналов и команд РЗА, включая резервные каналы связи;
* структурная схема АСУ ТП или ССПИ (ТМ) с краткой пояснительной запиской (перечень контролируемого и управляемого оборудования, состав функциональных подсистем, объем и направления информационного обмена);
* структурная схема ССПТИ, реализуемой в рамках титула;
* чертежи с компоновкой ПС и каждого РУ, плотность застройки ПС (%);
* ситуационный план ПС;
* план заходов существующих и проектируемых ЛЭП на ПС (в т.ч. с расположением переходных пунктов);
* материалы по созданию/модернизации систем связи;
* технико-экономическое сопоставление дисконтированных затрат, с использованием программного комплекса «Госстройсмета» и обоснования вариантов технических решений;
* схема размещения проектируемых ЛЭП, ПС;
* чертежи зданий ПС;
* схема размещения объекта (-ов).

5.2.7. Итогом согласования I этапа проектирования являются:

* план ПС;
* план прохождения трасс ЛЭП;
* схема электрическая принципиальная проектируемой ПС 110 кВ Маслозавод (оригиналы схемы на бумажном носителе должны быть согласованы в установленном порядке с ДРСК, МЭС Востока, Амурским РДУ);
* состав, линейные и структурные схемы систем связи;
* состав устройств ИТС, в т.ч РЗА;
* структурная схема и пояснительная записка по АСУ ТП (ССПИ ТМ) , ССПТИ;
* материалы камеральной проработки трассы ЛЭП и площадки ПС;
* материалы выбора размещения проектируемых ЛЭП, ПС.

I этап проектирования считается принятым после согласования основных технических решений с ДРСК, МЭС Востока, Амурским РДУ.

* 1. II этап проектирования «Разработка, согласование и экспертиза проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов»

Разработку проектной документации выполнить в соответствии с нормативными требованиями, в том числе в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Проектная документация, выполненная на II этапе, должна быть согласована в требуемом объеме с ДРСК, МЭС Востока, Амурским РДУ.

Технические решения по устройствам РЗА, АСУ ТП (ССПИ), СДТУ оформить отдельными томами (разделами).

5.3.1. В том числе для ПС 110 кВ Маслозавод выполнить/определить:

* материалы геологических и геодезических изысканий;
* отчеты по инженерным изысканиям (в необходимом объеме). Материалы инженерно-геодезических изысканий выполнить в электронном виде в формате \*.dwg, а таюке \*.dxf (или ином корпоративном стандарте);
* необходимый для разработки проектной документации объем изыскательских работ с выносом и закреплением на местности временными реперами площадки;
* проект демонтажных работ, подготовки территории строительства, в том числе выполнить расчет и сформировать сводную информацию;
* схему распределения устройств ИТС, в т.ч. РЗА и СМ, по ТТ и ТН (оригиналы схемы на бумажном носителе должны быть согласованы с МЭС Востока, и Амурским РДУ, ДРСК, предоставляется на согласование с томами проектной документации, содержащими обоснования принятых решений);
* компоновку, генеральный план ПС, плотность застройки ПС (%);
* проект инженерных коммуникаций;
* архитектурно-строительные решения по зданиям и сооружениям;
* проект дорог, маршрутов доставки крупногабаритного груза;
* конструктивные решения в соответствии с видами выбранного электрооборудования;
* технические требования к оборудованию (Т, СКРМ, выключатели, разъединители, ТТ, ТН, устройства РЗА, АСУ ТП (ССПИ), АИИС КУЭ, СМиУКЭ, СДТУ, СИ и т.д.), в том числе на основе вида обслуживания объекта и обеспечения нормированной точности измерений во всем диапазоне изменения параметров;
* решения по координации изоляции, защите оборудования от перенапряжений, мероприятия по предотвращению феррорезонансных перенапряжений;
* схемные и технические решения по ограничению токов КЗ;
* решения (обоснованные расчетами электрических режимов) по изменению (при необходимости) коэффициентов трансформации ТТ;
* технические решения по электромагнитной совместимости устройств ИТС и СС на проектируемом и смежных объектах;
* 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; требуемую мощность источников СН, включая решения по выделению, при потере внешних источников питания СН, электроприемников, перерыв в работе которых недопустим с точки зрения обеспечения технологического процесса, с организацией питания данных электроприемников от резервного источника, включая:
* таблицы потребителей сети собственных нужд 0,4 кВ и постоянного оперативного тока и их характеристики;
* определение емкости и количества элементов аккумуляторной батареи (АБ) и параметров зарядных устройств;
* схемы сети постоянного оперативного тока и собственных нужд 0,4 кВ, включая схемы ЩПТ и ЩСН;
* ориентировочные расчеты токов короткого замыкания в сетях собственных нужд и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
* выполнение защиты сетей постоянного оперативного тока и собственных нужд;
* построение карт селективности защитных аппаратов сети 0,4 кВ и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
* контроль состояния АБ и сети постоянного оперативного тока, включая устройства автоматического и автоматизированного поиска «земли».
* получение технических условий для подключения ПС к сетям канализации, тепло-, водоснабжения, на примыкание подъездной дороги к улично-дорожной сети и другие;
* декларации пожарной безопасности;
* декларации промышленной безопасности (при необходимости);
* прочие разделы проектной документации согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
  + 1. В том числе для строительства двух ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1 и № 2 выполнить/определить:
* получить технические условия на пересечение, параллельное следование, переустройство;
* необходимый для разработки проектной документации объем изыскательских работ с выносом и закреплением на местности трассы ЛЭП (створные знаки и углы поворота) со сдачей закрепленной трассы по акту Заказчику;
* проект демонтажных работ, подготовки территории строительства, в том числе выполнить расчет и сформировать сводную информацию;
* проект дорог, маршруты доставки опор;
* проект расстановки опор ВЛ, решения по проводу, грозозащитным тросам, изоляции, арматуре и т.д.;
* решения по фундаментам под опоры ВЛ;
* решения по концевым и соединительным муфтам, коробкам транспозиции и т.д. для КЛ;
* решения по мониторингу кабельных линий;
* решения по прокладке кабеля: кабельным трассам, способу прокладки, расположению и конструкциям кабельных колодцев, заходам кабеля, ВОК и т.д.;
* укомплектование аварийного резерва кабельной продукцией;
* прочие разделы проектной документации согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

5.3.3. В части технических решений по РЗА объекта проектирования и прилегающей сети с использованием микропроцессорных устройств, выполнить/определить в т.ч.:

* + - 1. Схему распределения устройств информационно-технологических систем по ТТ и ТН (включая устройства РЗА, АСУ ТП (ССПИ)) на объекте проектирования и на объектах, технологически связанных с объектом проектирования (в объеме распределительного устройства с присоединениями, на которых создаются или модернизируются устройства РЗА) (подтвердить на основании расчетов (при необходимости уточнить) решения, принятые на I этапе проектирования).

5.3.3.2. Схемы организации цепей переменного напряжения на объекте проектирования (для ЛЭП - на каждой ПС).

5.3.3.3. Мероприятия, исключающие необходимость вывода устройств РЗА, которые могут ложно сработать при проведении операций в их токовых цепях с помощью испытательных блоков из-за разности потенциалов между двумя точками заземления токовых цепей.

* + - 1. Схему организации передачи сигналов и команд РЗА по ВОЛС, с учетом резервирования каналов, а также схему организации передачи доаварийной информации для ПА с учетом резервирования каналов.

5.3.3.5. Структурно-функциональные схемы устройств РЗА присоединений и ПА с указанием: входных цепей; выходных цепей; переключающих устройств (испытательных блоков, переключателей и т.п.), необходимых для оперативного ввода/вывода из работы устройств РЗА, ПА и отдельных функций и цепей; сигналов, отображаемых с помощью светодиодов и передаваемых в АСУ ТП (ССПИ) ПС.

5.3.3.6. Перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента сети (линия, шины, Т и т.д.), необходимых на данном объекте, анализ возможности реализации выбранных функций на оборудовании разных производителей.

5.3.3.7. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗ, СА и необходимые для этого расчеты токов КЗ, в т.ч. для:

* определения необходимости подключения защит (дифференциально-фазной, продольной дифференциальной) к ТТ в линии (для ЛЭП, коммутируемой двумя выключателями);
* обоснования количественного состава устройств РЗ;
* обоснования требуемого количества и направленности ступеней резервных защит ЛЭП и Т;
* обоснования принятых коэффициентов трансформации ТТ дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов ТТ (без установки промежуточных ТТ);
* алгоритмов АПВ;
* необходимости усиления требований ближнего резервирования (установка дополнительной защиты на ВЛ 110-750 кВ);
* принятых коэффициентов трансформации трансформаторов тока дифференциальных защит для обеспечения программного выравнивания вторичных токов трансформаторов тока (без установки промежуточных ТТ);
* установки комплекта ступенчатых защит (с функцией дистанционной защиты) вместо токовых защит;
* решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, АСУ ТП (ССПИ), АИИС КУЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.

5.3.3.8. Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств ПА для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава устройств, в т.ч. обоснование:

* действия автоматики ограничения повышения и снижения напряжения (АОПН и АОСН соответственно) на отключение (включение) шунтирующих реакторов, устройств СКРМ своей стороны и противоположных концов ВЛ;
* требуемого количества ступеней каждого из устройств ПА и действия каждой ступени;
* алгоритмов устройств ПА;
* видов и объемов управляющих воздействий (ОН).

5.3.3.9. Решения по удаленному доступу к изменению конфигураций и уставок терминалов РЗА.

5.3.3.10. Решения по ОМП на каждой ЛЭП с обоснованием применения способов двухстороннего или одностороннего замера в зависимости от конфигурации сети («коридоры», одиночные линии). Приборы ОМП должны быть независимыми.

5.3.3.11. Обоснование (ориентировочные расчеты) требуемых номинальных первичных и вторичных токов ТТ, а также количества и номинальной мощности вторичных обмоток ТТ и ТН на основании обосновывающих расчетов с учетом видов устройств РЗ (дифференциальная защита шин, продольная дифференциальная, дифференциально-фазная защита линии, ступенчатые защиты линий и т.д.), СА, ПА и РА, их потребления, ориентировочных длин кабелей, значений токов КЗ и допустимой погрешности для каждого вида РЗА (при КЗ в месте их установки и в других точках сети, постоянной времени сети соответствующего напряжения, длительности бестоковой паузы для ОАГГВ и т.п.).

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

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

5.3.3.13. Решения по приближению устройств РЗА к первичному оборудованию с проработкой вариантов их размещения в отдельных релейных щитах, сооружаемых в непосредственной близости к РУ соответствующих напряжений.

5.3.3.14. Сметы на проведение пуско-наладочных работ.

* + 1. В части технических решений по автоматизированной системе управления технологическим процессом АСУ ТП (ССПИ) выполнить/определить:

5.3.4.1. Перечень функциональных подсистем и задач АСУ ТП (ССПИ). Дать характеристику задач, решаемых в АСУ ТП (ССПИ), по каждой подсистеме.

5.3.4.2. Структурную схему АСУ ТП (ССПИ).

5.3.4.3. Перечень аналоговых сигналов, собираемых и обрабатываемых в АСУ ТП (ССПИ), представить в виде таблицы, которая должна содержать:

* тип присоединения;
* количество присоединений данного типа;
* наименование контролируемых параметров;
* количество сигналов по каждому параметру;
* источник информации с указанием класса точности (цифровые и аналоговые преобразователи).

Перечень входных дискретных сигналов типа «сухой контакт» представить в виде таблицы, которая должна содержать:

* наименование сигнала;
* тип оборудования;
* количество оборудования данного типа;
* источник информации.

Перечень входных дискретных сигналов, передаваемых цифровым кодом представить в виде таблицы, которая должна содержать:

* наименование сигнала;
* тип оборудования;
* количество оборудования данного типа;
* количество сигналов каждого наименования.

Определить общее количество сигналов по каждому типу оборудования.

5.3.4.4. Представить обобщенный расчет количества сигналов по каждому виду оборудования с разбивкой по подсистемам и общее количество сигналов, собираемых в АСУ ТП (ССПИ).

5.3.4.5. Решения по организации измерений, организуемых средствами АСУ ТП (ССПИ) и интегрируемых в АСУ ТП (ССПИ), и их метрологическому обеспечению выполнить с оформлением самостоятельным подразделом.

* + - 1. Решения по обмену оперативной технологической информацией с ЦУС ПМЭС, ЦУС ДРСК, Амурским РДУ на базе протоколов МЭК: выбор направления обмена, определение состава и объема информации, обобщенный расчет данных каждого типа для каждого направления обмена по вновь вводимому (модернизируемому) оборудованию, расчет требуемой пропускной способности каналов связи.

Перечень сигналов ТИ, ТС должен определяться в соответствии с утвержденной схемой электрической принципиальной ПС 110 кВ Маслозавод.

Для объекта строительства должно быть предусмотрено два независимых канала связи для передачи телеинформации в направлении ЦУС Филиала ПАО «ФСК ЕЭС», ПМЭС, ДП филиала «Амурские ЭС», Амурское РДУ.

* + - 1. Решения по диагностике, надежности, отказоустойчивости и резервированию системы АСУ ТП (ССПИ), а также резервному управлению первичным оборудованием при отказах АСУ ТП (ССПИ).
      2. Решения по подсистеме мониторинга и управления инженерными системами ПС.
      3. Решения по интеграции (информационному обмену) в АСУ ТП (ССПИ) устройств РЗ, СА, ПА и РА, РАСП, ССПТИ, мониторинга и диагностики состояния основного оборудования и инженерных систем ПС, взаимодействие с оборудованием системы связи на основе стандартных протоколов.
      4. Решения по организации системы единого времени (СЕВ) и временной синхронизации всех МП устройств, имеющих цифровой обмен.
      5. Решения по организации электропитания устройств АСУ ТП (ССПИ).
      6. Решения по организации системы сигнализации.
      7. Решения по организации эксплуатации АСУ ТП (ССПИ).
      8. Обеспечение инфраструктуры, включая подготовку помещений, в том числе создание систем жизнеобеспечения (система централизованного климат- контроля, кондиционирования, пожарной сигнализации и т.п.).
    1. В части создания/модернизации систем связи выполнить/определить:

5.3.5.1. Организационно-технические решения по созданию систем связи для передачи корпоративной и технологической информации (отдельным томом) включая:

5.3.5.2. Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) и системы передачи (СП), (указать объекты, направления, участки, в том числе существующие и предусмотренные в другой проектной документации).

Емкость волоконно-оптического кабеля - уровень СП, тип и число ОВ определить в проектной документации, исходя из перспективного развития и потребностей в передаваемой информации.

5.3.5.3. Обеспечение инфраструктуры, включая:

* подготовку помещений, в том числе создание систем жизнеобеспечения (система централизованного климат-контроля, кондиционирования, пожарной сигнализации и т.п.);
* организацию системы бесперебойного электропитания и 220 В переменного тока для всех систем связи с обеспечением непрерывной работы при отсутствии внешнего энергоснабжения не менее 6 часов.

5.3.5.4. В составе проектной документации должны быть разработаны и обоснованы организационно-технические решения по созданию новых и модернизации существующих систем связи, включая:

1. Таблицу распределения информационных потоков (принципы организации каналов должны соответствовать действующим правилам организации диспетчерско- технологического управления.
2. Сопряжение со смежными системами связи, а также решения по подключению технологических и корпоративных систем объекта (РЗА, АСУ ТП (ССПИ), АИИС КУЭ, ЛВС, телефония и т.д.) к системам связи.
3. Организацию систем маршрутизации и коммутации для сетей передачи данных.
4. Решения по размещению оборудования связи.
5. Организацию эксплуатации, включая ремонтно-восстановительные работы.
6. Состав оборудования с указанием наименований и обозначений оборудования, приведенных на схемах.
7. Расчеты, в том числе:

* эксплуатационных характеристик, включая численность и квалификацию эксплуатационного персонала, КИП, ЗИП, условия организации ремонтно­восстановительных работ, затрат на организацию арендованных каналов связи (в случае применения);
* условий подвески ВОК, термической стойкости ОКГТ (в случае его применения), физико-механических характеристик ВОК, распределение напряженности электрического поля вдоль тела опор, несущей способности опор, перекрытий, зданий и т.д.

1. Схемы и чертежи с позиционным обозначением оборудования в спецификации, включая:

* схему соединения узлов (линейную схему);
* схемы организации связи по каждой из проектируемых систем;
* схемы организации системы управления, каналов служебной связи, резервирования, ТСС, электропитания оборудования;
* схемы организации линейно-кабельных сооружений.

1. Технические условия собственников инфраструктуры (при необходимости).
2. Технические требования на каждую систему связи.
   * 1. **В части технических решений по АИИС КУЭ на проектируемой ПС 110 кВ Маслозавод выполнить/определить:**

5.3.6.1. Решения по созданию АИИС КУЭ ПС.

5.3.6.2. Структурную схему АИИС КУЭ ПС с обоснованием принятых решений, включая используемые каналы связи (основные, резервные) для передачи информации ДРСК.

5.3.6.3. Перечень информационно-измерительных каналов (ИИК) с указанием классов точности средств измерений (ТТ, ТН, счетчиков), коэффициентов трансформации ТТ, ТН и типа учета (коммерческий/технический).

5.3.6.4. Решения по организации системы единого времени.

5.3.6.5. Решения по самодиагностике.

5.3.6.6. Решения по организации электропитания устройств АИИС КУЭ.

5.3.6.7. Решения по защите компонентов АИИС КУЭ от несанкционированного доступа.

5.3.6.8. Перечень всех требований к АИИС КУЭ ПС с разбивкой по уровням (ИИК, ИВКЭ).

5.3.6.9 В составе документации предоставить:

- кабельный журнал;

* схема подключения приборов учета (вторичных цепей, интерфейсных цепей).
* схема электрическая принципиальная системы АИИС КУЭ;
* сметный расчет на организацию учета.

- спецификации оборудования.

* расчет по выбору ТТ и ТН с условиями проверки средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (глава 1.4, п. 1.5.17 ПУЭ [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7, - Новосибирск: Сиб. унив. Изд-во, 2009. 853с., ил.);
* проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверка сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения, (п.1.5.19 ПУЭ [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7, - Новосибирск: Сиб, унив. Изд-во, 2009. 853с., ил.).
  + 1. **Решения по электромагнитной совместимости устройств РЗА, АСУ ТП (ССПИ, ТМ), АИИС КУЭ, СМиУКЭ, связи, обеспечивающих их нормальную работу, с отражением в отдельном разделе.**

В разделе должны быть приведены обосновывающие расчеты, подтверждающие достаточность мероприятий, обеспечивающих нормальную работу устройств РЗА, АСУ ТП (ССПИ, ТМ), АИИС КУЭ, СМиУКЭ, ССПТИ, связи, с отражением, в том числе решений по:

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

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

* + 1. Решения по организации электропитания устройств РЗА, АСУ ТП (ССПИ, ТМ), СМиУКЭ, систем связи и других систем, включая:
* таблицы потребителей сети собственных нужд 0,4 кВ и постоянного оперативного тока и их характеристики;
* определение емкости и количества элементов аккумуляторной батареи (АБ) и параметров ЗПА;
* схемы сети постоянного оперативного тока и собственных нужд 0,4 кВ, включая схемы ЩПТ и ЩСН, в том числе решения по организации ШРОТ с распределением подключения устройств РЗА, соленоидов управления выключателями, РАСП и других электроприемников;
* ориентировочные расчеты токов КЗ в сетях собственных нужд и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
* выполнение защиты сетей постоянного оперативного тока и собственных нужд;
* построение карт селективности защитных аппаратов сети 0,4 кВ и постоянного оперативного тока (с использованием специализированных программ);
* контроль состояния АБ и сети постоянного оперативного тока, включая устройства автоматического и автоматизированного поиска «земли»;
  + 1. Предварительный расчет объема кабельной продукции (с учетом аварийного резерва).
    2. Разделы «Мероприятия по охране окружающей среды» (для ЛЭП), «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (для ПС) оформить отдельными томами.
    3. Инженерно-технические вопросы гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций. Раздел оформить отдельным томом.
    4. Раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» выполнить в соответствии с действующими отраслевыми правилами пожарной безопасности для энергетических объектов и оформить отдельным томом.
    5. Проект организации строительства (ПОС) с определением продолжительности выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, включая предложения по выделению очередей и этапов строительства.

II этап проектирования считается принятым после предоставления Заказчику положительного заключения государственной экспертизы проектной документации, результатов инженерных изысканий, проведения проверки достоверности определения сметной стоимости объектов капитального строительства, пройденной в ГАУ «Амургосэкспертиза».

* 1. III этап проектирования «Разработка и согласование рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов».

Разработка РД выполняется на основании утвержденной ПД.

Рабочая документация, выполненная на III этапе, должна быть согласована в требуемом объеме с ДРСК, Амурским РДУ, МЭС Востока.

В составе рабочей документации выполнить данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА на основании проектного расчета, а также принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств (п.5.14. СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации»).

В составе разрабатываемой рабочей документации по РЗА должны содержаться следующие материалы:

* пояснительная записка, включающая в себя проектный расчет параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА ВЛ; схемы распределения по ТТ и ТН устройств РЗА, информационно-измерительных систем (автоматизированных систем управления технологическим процессом);
* принципиальные и функционально-логические схемы (алгоритмы функционирования) устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, устройствами передачи аварийных сигналов и команд;
* данные по параметрированию (конфигурированию) устройств РЗА;
* схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА;
* заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА;
* схемы организации цепей оперативного тока устройств РЗА;
* схемы организации цепей напряжения устройств РЗА;
* принципиальные схемы управления и автоматики (алгоритмы функционирования) выключателей;
* решения по интеграции устанавливаемых комплексов и устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации».
  1. Выполнить в составе проекта отдельным томом техническую часть конкурсной документации для закупки оборудования и материалов и конкурсную документацию на закупку подрядных работ на выполнение СМР.

1. Требования к выполнению сметных расчетов.

6.1. Сметная документация должна соответствовать требованиям методических указаний по определению стоимости строительства, решение по которым принято Советом директоров АО «ДРСК» (приложение 5):

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

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

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

6.1.4. Другая действующая нормативно-техническая документация; действующие законодательные документы РФ и нормативные акты к ним.

6.2. Сметную документацию согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» выполнить в двух уровнях цен с применением базисно-индексного метода:

6.3. В базисном уровне, определяемом на основе действующих сметных норм и цен с использованием федеральных единичных расценок (ФЕР-2001 в редакции 2017 года), включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ.

6.4. 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):

6.4.1. Для воздушных и кабельных линий 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.

6.4.2. Для КТП, ПС в соответствии с индексом «Прочие объекты».

6.5. 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).

6.6. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ. Общие методические положения по составлению сметной документации и определению сметной стоимости строительства указаны в МДС 81-35.2004.

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

6.8. 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.

1. Требования к Участнику

7.1. В связи с вступлением в силу с 01.07.2017 372-ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный Кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» Участник закупки должен являться членом саморегулируемой организации (СРО), осуществляющих строительство в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования, зарегистрированной в установленном по месту (в том же субъекте РФ) регистрации Участника (с учётом исключений, предусмотренных законодательством Российской Федерации). Членство в СРО не требуется унитарным предприятиям, государственным и муниципальным учреждениям, юрлицам с госучастием в случаях, которые перечислены в ч. 2.1 ст. 41 и ч. 4.1 ст. 48 ГрК РФ.

7.2. Уровень ответственности Участника по компенсационному фонду возмещения вреда должен быть не менее стоимости оферты Участника.

7.3. Уровень ответственности Участника по компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств, должен быть не менее стоимости оферты Участника.

7.4. Соответствие требованиям, установленным в пункте 7.1 настоящего технического задания подтверждается путем предоставления Участником в составе заявки заверенной Участником копии действующей выписки из реестра членов СРО по форме, которая утверждена Приказом Ростехнадзора от 16.02.2017 № 58 (содержащую сведения об уровне ответственности участника по компенсационному фонду возмещения вреда и компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств, соответствующем предложенной стоимости выполнения работ по договору). Дата выписки должна быть не ранее чем за один месяц до даты окончания подачи заявки Участника.

7.5.В составе заявки Участник предоставляет сметный расчёт в объёме, соответствующем расчёту плановой стоимости Заказчика.

7.6. 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.

8. Прочие условия:

8.1. Использование форматов при передаче документации в электронном виде:

Таблица 3

| **Вид документа** | **Используемое приложение** | **Формат** |
| --- | --- | --- |
| Текстовая часть, описания | MS Word и | .doc |
|  | Adobe Acrobat | .pdf |
| Таблицы | MS Excel и | .xls |
|  | Adobe Acrobat | .pdf |
| Базы данных | MS Excel и | .xls |
|  | Adobe Acrobat | .pdf |
| Планы, графики | MS Project и | .mpp |
|  | MS Excel | .xls |
| Принципиальные схемы РЗА | MC Visio | .vsd |
| Чертежи | AutoCAD и | .dwg |
|  | Adobe Acrobat | .pdf |
| Графический материал | MS Photo Editor и | Jpg |
|  | Adobe Acrobat | .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

Не допускается передача документации в формате Adobe Acrobat с пофайловым разделением страниц.

При направлении откорректированных материалов ПД (ОТР, СЭП) разработчиком должен быть приложен перечень направляемых томов (разделов) с указанием страниц, в которые были внесены изменения. Кроме того, указанные изменения должны быть выделены цветом по тексту документов.

1. Разработанная проектно-сметная документация является собственностью Заказчика и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.
2. Проектная организация включает в стоимость проектных работ затраты, и осуществляет от лица Заказчика получение по проекту всех необходимых согласований и заключений, положительного заключения Госэкспертизы.
3. Для выполнения инженерно-изыскательских работ по договору Подрядчик имеет право привлекать иных лиц (субподрядчиков).

В случае привлечения субподрядной организации Генеральный подрядчик должен:

- Согласовать с Заказчиком субподрядчика, условия договора субподряда, устанавливающие сроки выполнения работ субподрядчиком, а также порядок расчетов Подрядчика с субподрядчиком;

- Письменно предоставить перечень субподрядных организаций с указанием полных юридических и фактических адресов, привлекаемых на выполнение работ, подтвердить правоведения этих работ заверенными копиями СРО субподрядных организаций.

8.5. Заказчик вправе потребовать от Подрядчика замены субподрядчиков с мотивированным обоснованием такого требования, но независимо от этого несет полную ответственность перед Заказчиком за сроки и качество выполняемых субподрядчиками работ, а также иную ответственность за действия субподрядчиков, как и за свои собственные действия по исполнению договора подряда несет Подрядчик.

8.6. Подрядчик не вправе заключать с субподрядчиками договоры, общая стоимость которых будет превышать 50 процентов от цены настоящего Договора.

1. При разработке документации необходимо предоставлять Заказчику - 1 экземпляр в электронном виде (pdf) в филиал ДРСК - «Амурские ЭС» г. Благовещенск и 1 экземпляр в электронном виде (pdf) в ДРСК г. Благовещенск, для рассмотрения и согласования с профильными структурными подразделениями ДРСК.
2. После рассмотрения и согласования ДРСК, МЭС Востока, Амурское РДУ всех этапов проектно-сметной документации предоставить 3 экземпляра на бумажном носителе и 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в филиал ДРСК «Амурские ЭС» г. Благовещенск, 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в ДРСК г. Благовещенск.
3. Не допускается передача проектной документации в органы экспертизы без получения согласования с ДРСК, МЭС Востока, Амурское РДУ.
4. Проектная организация предоставляет ДРСК, Амурскому РДУ, МЭС Востока, все расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электроэнергетических режимов в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты, в том числе в электронном виде в формате ПК «RastrWin» (\*.rg2, \*.grf).
   1. Сокращения в задании на проектирование приняты согласно приложению 6.
5. Срок выполнения проектной и рабочей документации:

Начало проектирования - с момента заключения договора.

Окончание - не позднее 30.06.2019.

1. Заказчик: Филиал АО «ДРСК» «Амурские ЭС».

Приложение:

1. Технические условия для присоединения к электрическим сетям ПАО ФСК ЕЭС, утвержденные 06.04.2018.

*2. Договор технологического присоединения с АО «КРДВ» от 13.04.2018 № 166.*

3. Технические требования на разработку проектной и рабочей документации «Строительство ПС 110кВ Маслозавод».

4. Технические требования на разработку проектной и рабочей документации «Строительство ЛЭП 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1,2».

5. Методические указания по определению сметной стоимости.

6. Перечень сокращений.

*7. Требования к оформлению результатов расчетов максимально допустимых перетоков.*

***Начальник департамента капитального***

***строительства и инвестиций Ю.Е. Осинцев***

***Согласовано:***

***Заместитель главного инженера по эксплуатации***

***и ремонту - начальник департамента М.Н. Голота***

***Заместитель главного инженера по оперативно-***

***технологическому управлению - начальник департамента Ю.Б. Кантовский***

***Начальник департамента перспективного развития и***

***технологического присоединения П.Г. Чеховский***

***Начальник департамента транспорта***

***и учета электроэнергии С. В. Коротков***

***Заместитель директора - главный инженер***

***филиала «Амурские ЭС» А.А. Воробьёв***

***Заместитель директора по развитию и***

***инвестициям филиала «Амурские ЭС» А.А. Майоров***

**Техническое задание**

**на разработку проектной и рабочей документации**

**«Строительство ПС 110 кВ и ЛЭП 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1 и № 2»**

**Начальник ПТС**

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Д.В. Матющенко**

**«** » **2018 г.**

**Начальник СДТУ**

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_П.А. Величков**

**«** » **2018 г.**

**Главный специалист сектора РЗАИ**

**В.А. Макаревич**

**«**\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ***2018 г.***

**Начальник СУиККЭ**

**В.Ю. Руденко**

***«***\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ ***2018 г.***

Приложение 6

**Перечень сокращений:**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| АБ | - | аккумуляторная батарея |
| АВР | - | автоматический ввод резерва |
| АИИС КУЭ | - | автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии |
| АПВ | - | автоматическое повторное включение |
| АРМ | - | автоматизированное рабочее место |
| АСУ ТП | - | автоматизированная система управления технологическими процессами |
| АСТУ | - | автоматизированная система технологического управления |
| АТ | - | автотрансформатор |
| АЧР | - | автоматическая частотная разгрузка |
| ВОК | - | волоконно-оптический кабель |
| ВОЛС | - | волоконно-оптическая линия связи |
| ВЛ | - | воздушная линия |
| ВЧ | - | высокочастотный |
| ВЧ-связь | - | высокочастотная связь |
| ГО и ЧС | - | гражданская оборона и чрезвычайные ситуации |
| ГОСТ | - | государственный стандарт |
| ДА | - | делительная автоматика |
| ДЗЛ | - | дифференциальная защита линии |
| ДЗШ | - | дифференциальная токовая защита шин |
| ДЦ | - | диспетчерский центр АО «СО ЕЭС» |
| ИА | - | исполнительный аппарат |
| ИБП | - | источник бесперебойного питания |
| ИИК | - | информационно-измерительный канал |
| ИК | - | измерительный канал |
| ИВК | - | информационно-вычислительный комплекс |
| ИВКЭ | - | информационно-вычислительный комплекс электроустановки |
| ИТС | - | информационно-технологические системы (РЗА, АСУ ТП, СМиУКЭ, АИИС КУЭ) |
| ЗИП | - | запасные части, инструмент, принадлежности |
| ЗП | - | задание на проектирование |
| ЗПА | - | зарядно-подзарядный агрегат |
| ЗРУ | - | закрытое распределительное устройство |
| КА | - | коммутационные аппараты |
| КАСУБ | - | комплексная автоматизированная система управления безопасностью |
| КВЛ | - | кабельно-воздушная линия |
| КЗ | - | короткое замыкание |
| ККЭ | - | контроль качества электроэнергии |
| КИП | - | контрольно-измерительный прибор |
| КЛ | - | кабельная линия |
| КРУ | - | комплектное распределительное устройство |
| КРУН | - | комплектное распределительное устройство наружного исполнения |
| КРУЭ | - | комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией |
| КЭ | - | качество электроэнергии |
| ЛЭП | - | линия электропередачи |
| МО | - | метрологическое обеспечение |
| МП | - | микропроцессорный |
| МПК | - | микропроцессорный комплекс |
| ДРСК | - | АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» |
| МЭС | - | филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, магистральные электрические сети |
| АЭС |  | филиал АО «ДРСК» - «Амурские Электрические сети» |
| МЭК | - | Международная электротехническая комиссия |
| НТД | - | нормативно-технический документ |
| ОАПВ | - | однофазное автоматическое повторное включение |
| ОВ | - | оптическое волокно |
| ОВБ | - | оперативно-выездная бригада |
| ОКГТ | - | грозозащитный трос со встроенным оптическим кабелем |
| ОКСН | - | оптический кабель самонесущий неметаллический |
| ОМП | - | определение места повреждения |
| ОПН | - | ограничитель перенапряжения |
| ОПТ | - | оперативный постоянный ток |
| ОРД | - | организационно-распорядительный документ |
| ОРУ | - | открытое распределительное устройство |
| ОТР | - | основные технические решения |
| ПА | - | противоаварийная автоматика |
| ПД | - | проектная документация |
| ПИР | - | проектно-изыскательские работы |
| ПК | - | программный комплекс |
| ПНР | - | пуско-наладочные работы |
| ПО | - | программное обеспечение |
| ПОС | - | проект организации строительства |
| ПС | - | подстанция |
| ПТК ССПИ | - | программно-технический комплекс ССПИ |
| ПТЭ | - | правила технической эксплуатации |
| ПУЭ | - | правила устройства электроустановок |
| РА | - | режимная автоматика |
| РАС | - | регистратор аварийных событий |
| РАСП | - | регистрация аварийных событий и процессов |
| РД | - | рабочая документация |
| РДУ | - | Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское региональное диспетчерское управление |
| РЗ | - | релейная защита |
| РЗА | - | релейная защита и автоматика (РЗ, СА, ПА, РА, РАСП и ТА) |
| РУ | - | распределительное устройство |
| РЩ | - | релейный щит |
| СДТУ | - | средства диспетчерского и технологического управления |
| СКРМ | - | средства компенсации реактивной мощности |
| СМР | - | строительно-монтажные работы |
| СН | - | собственные нужды |
| СОПТ | - | система оперативного постоянного тока |
| СП | - | система передачи |
| СС | - | система связи |
| СДТУ | - | средства диспетчерского и технологического управления |
| ССПИ | - | система сбора и передачи информации для решения задач оперативно-диспетчерского и технологического управления |
| ССПТИ | - | система сбора и передачи неоперативной технологической информации |
| СЭП | - | схема электрическая принципиальная ПС |
| ТМ | - | телемеханика |
| ТН | - | трансформатор напряжения |
| ТС | - | телесигнализация |
| ТСН | - | трансформатор собственных нужд |
| ТТ | - | трансформатор тока |
| ТУ | - | телеуправление |
| ФЕР | - | федеральные единичные расценки |
| ЦРРЛ | - | цифровая радиорелейная линия связи |
| ЦУС | - | центр управления сетями |
| ЧАПВ | - | частотное автоматическое повторное включение |
| ЩПТ | - | щит постоянного тока |
| ЩСН | - | щит собственных нужд |
| ЭМС | - | электромагнитная совместимость |

Приложение 7

**Требования к оформлению результатов расчетов максимально допустимых перетоков**

Таблица результатов расчетов максимально допустимых перетоков

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Сечение** | | | | | | | | **ΔРнк1** | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **Результаты расчетов установившихся режимов и статической устойчивости** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | **Максимально допустимый переток** | | |
| № п/п | Схема сети | Допустимый переток в нормальной схеме по критерию токовой загрузки | | | | | | | | | Допустимый переток в нормальной схеме по критерию статической устойчивости | | | | | | | Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию токовой загрузки | | | | | | | | | | Длительно допустимый переток в послеаварийной схеме по критерию статической устойчивости | | | | | | | | | | МДП без ПА19, МВт | | МДП с ПА20, МВт |
| Предельный переток по критерию токовой загрузки (Рток)2, МВт | | Рток-ΔРнк3, МВт | | Ограничивающий элемент4 | | | Величина длительно допустимой токовой нагрузки5, А | | Предельный переток по статической устойчивости (Рпр)6, МВт | | Рпр\*0,8-ΔРнк7, МВт | | P(U)- ΔРнк8, МВт | | | Нормативное аварийное возмущение9 | | Переток в доаварийной схеме (Рд/ав ток )10 МВт | | Рд/ав ток - ΔРнк11, МВт | | Элемент сети, ограничивающий переток в сечении | | | | Предельный переток по статической устойчивости (Рпр п/ав)14, МВт | | Рпр п/ав\*0,9215, МВт | | Рд/ав (Рп/ав)16, МВт | | Рд/ав (Рп/ав)- ΔРнк17, МВт | | P(U)- ΔРнк18, МВт | |
| Перегружаемый элемент12 | | Величина аварийно допустимой нагрузки13, А | |
| 1 | 2 | 3 | | 4 | | 5 | | | 6 | | 7 | | 8 | | 9 | | | 10 | | 11 | | 12 | | 13 | | 14 | | 15 | | 16 | | 17 | | 18 | | 19 | | 20 | | 21 |
| 1 | Нормальная |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |
|  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| 2 | Ремонт одного элемента сети: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2.1. |  |  | | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  |
|  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| 3 | Ремонт двух элементов сети: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3.1. |  |  |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  |
|  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |

*Примечания:*

*1 - амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности;*

*2 - предельный переток в сечении в нормальной схеме по критерию длительно допустимой токовой нагрузки элемента сети;*

*3 - переток в сечении в нормальной схеме с учетом длительно допустимой токовой нагрузки элемента сети и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;*

*4 - элемент ограничивающий токовую нагрузку ВЛ;*

*5 - допустимая токовая нагрузка ВЛ, которая допустима неограниченное время, и определенная с учетом токовой нагрузки провода ВЛ и оборудования ПС;*

*6 - предельный переток в сечении в нормальной схеме;*

*7 - переток в сечении в нормальной схеме с учетом коэффициента запаса по активной мощности и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;*

*8 - переток в сечении в нормальной схеме с учетом коэффициента запаса по напряжению и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности. Если расчетное значение больше значения, указанного в столбце 8, то необходимо указать «-»;*

*9 - наиболее тяжелое аварийное возмущение по критерию токовой загрузки;*

*10 - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий аварийно допустимой токовой нагрузке в послеаварийной схеме;*

*11 - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий аварийно допустимой токовой нагрузке в послеаварийной схеме, с учетом амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;*

*12 - элемент, перегружаемый по току в послеаварийном режиме при нормативном возмущении;*

*13 - допустимая токовая нагрузка ВЛ, которая допустима ограниченное время в послеаварийном режиме, и определенная с учетом токовой нагрузки провода ВЛ и оборудования ПС;*

*14 - предельный переток в сечении в послеаварийной схеме;*

*15 - предельный переток в сечении в послеаварийной схеме с учетом коэффициента запаса по активной мощности;*

*16 - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий перетоку по апериодической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по активной мощности;*

*17 - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий перетоку по апериодической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по активной мощности и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности;*

*18 - переток в сечении в доаварийной схеме, соответствующий перетоку по апериодической статической устойчивости в послеаварийной схеме, с учетом коэффициента запаса по устойчивости и амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности. Если расчетное значение больше значения, указанного в столбце 8, то необходимо указать «-»;*

*19 - максимально допустимый переток без учета действия ПА;*

*20 - максимально допустимый переток с учетом действия ПА.*