Акционерное Общество
«Дальневосточная распределительная сетевая компания»
филиал «Амурские электрические сети»

Свидетельство СРО от 13 декабря 2010 года
№П-0110-02-2010-0096

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3).
Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

ПРОЕКТНАЯ И РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

3115-11-10/25

г.Благовещенск
2025

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора
по инвестициям и капитальному
строительству филиала АО «ДРСК»
«Амурские ЭС»

_____ ***И.Н. Зарифьянова***
«___» _____ ***2025***

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора
- главный инженер филиала
АО «ДРСК» «Амурские ЭС»

_____ ***В.А. Гаврилов***
«___» _____ ***2025***

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
На разработку проектно-сметной документации
для выполнения мероприятий по технологическому присоединению заявителя к электрическим сетям 10-0,4 кВ для СП «ЗЭС» филиала АО «ДРСК» «Амурские Электрические сети»

1. Объект:

1.1. Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г. Свободного (ЖК-3).

1.2. Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3).

2. Основание для проектирования:

2.1. Инвестиционная программа АО «ДРСК» на 2025 г.

2.2. Договор на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» от 25.06.20 №МК №191.

3. Основные характеристики проектируемого объекта:

Таблица №1. Основные характеристики.

	Показатель	**Значение**
	ТП 10/0,4 кВ (строительство)	
	Количество силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, шт.	2
	Тип силовых трансформаторов 10/0,4 кВ	Определить проектом
	Мощность силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, кВА	1600
	КВЛ 10 кВ (от ПС-110 «НЦП»)	
	Протяженность КЛ (основное питание), км	Ориентировочно 3,2 км; определить в проектной документации

	Протяженность КЛ (резервное питание), км	Ориентировочно 3,2 км; определить в проектной документации
	Прочие особенности КЛ, включая рекомендации по типу опор и изоляции	При расчете КЛ и их элементов должны учитываться климатические условия, степень агрессивного воздействия окружающей среды. Сети электроснабжения выполнить кабелем расчетного сечения (марку и сечение определить проектом).
	Протяженность ВЛ (основное питание), км	Ориентировочно 1,4 км; определить в проектной документации
	Протяженность ВЛ (резервное питание), км	Ориентировочно 1,4 км; определить в проектной документации
	Прочие особенности ВЛ, включая рекомендации по типу опор и изоляции	При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия - ветровое давление, толщина стенки гололеда, температура воздуха, степень агрессивного воздействия окружающей среды, интенсивность грозовой деятельности, пляска проводов и тросов, вибрация. Сети электроснабжения выполнить самонесущим изолированным проводом СИП (сечение определить проектом) на ж/б опорах.
	Передаваемая мощность	Определить в проекте с учетом перспективной нагрузки на 10 лет.
	Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	Определить проектом
	Число часов использования максимума нагрузки	По нормативам для коммунальной и бытовой нагрузки.

4. Срок выполнения проектной и рабочей документации:

Начало проектирования - с момента заключения договора.

Окончание – 30.06.2025 г.

5. Вид строительства и этапы разработки проектной рабочей документации:

5.1. Вид строительства – строительство двухцепной ВЛ-10 кВ, строительство двухцепной КЛ-10 кВ и строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ до границы земельного участка заявителя.

5.2. Этапы разработки проекта: Разработку рабочей документации, выполнить в один этап.

5.3. Разработать и выдать рабочую документацию в объеме, достаточном для организации закупок подрядных работ и оборудования.

5.4. Итогом проектных работ является утверждение Заказчиком рабочей документации обеспечивающую реализацию принятых в утвержденной рабочей документации технических решений объекта, необходимых для производства строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

6. В составе ПСД выполнить:

6.1. План трассы ВЛ с расстановкой опор;

6.2. Ведомость и схемы пересечений;

6.3. Схемы закрепления опор в грунте;

6.4. Схема узлов крепления СИП;

6.5. Конструктивно-строительные решения по ТП;

6.6. Мероприятия по защите ВЛ от грозовых перенапряжений;

6.7. Схемы заземления элементов опор заземляющих устройств ВЛ;

6.8. Спецификация материалов, изделий, конструкций и оборудования;

6.9. Краткая пояснительная записка с описанием строительных и электротехнических решений;

6.10. Локально-сметные расчёты;

6.11. Инженерные изыскания, в объеме, необходимом для проектирования;

6.12. Проект организации строительства (ПОС) со сроками выполнения строительно-монтажных работ (СМР).

7. Требования к выполнению проектных работ.

7.1. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к рабочему проекту:

7.1.1. Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию (Утв. Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г.

7.1.2. ГОСТ Р 21.101-2020. Основные требования к проектной и рабочей документации.

7.1.3. ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 г.

7.1.4. ПУЭ и ПТЭ (действующие издания);

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

7.1.6 Расстояние безопасности в охранной зоне линий электропередачи напряжением выше 1000 В. ГОСТ 12.1.051-90;

7.1.7. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94;

7.1.8. Техническая политика Группы РусГидро, утверждена решением СД ПАО «РусГидро» от 07.02.2024, введена в действие в АО «ДРСК» приказом от 22.03.2024 № 133;

7.1.9. Обзорная карта климатического районирования по видам гололёдно-изморозевых явлений в регионах присутствия АО «ДРСК»; Региональные карты климатического районирования (далее РККР) для территории Амурской области, Приморского края, Хабаровского края, Еврейской автономной области и республики Саха (Якутия) (введено в действие Приказом АО «ДРСК» № 386 от 18.10.2021);

7.1.10. Другая действующая на момент разработки проектной документации нормативно-техническая документация; действующие законодательные документы РФ и нормативные акты к ним.

8. Требования к выполнению сметных расчетов.

8.1. Сметная документация должна соответствовать требованиям методических указаний по определению стоимости строительства, решение по которым принято Советом директоров АО «ДРСК» (*приложение №1*):

8.1.1. «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;

8.1.2. «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;

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

8.1.4. «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;

8.1.5. Другая действующая на момент разработки рабочей документации нормативно-техническая документация; действующие законодательные документы РФ и нормативные акты к ним;

8.2. При составлении смет руководствоваться «Методикой определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации», утвержденную приказом Минстрой от 04.08.2020 №421/пр.

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

8.4. 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 России) или индексами, рекомендованными к применению региональными РЦЦС.

8.5. 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.

8.6. При отсутствии необходимой номенклатуры МТР по сборнику, допускается определять стоимость МТР на основании прайс-листов 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»;

8.7. Определение текущей цены по прайс-листам осуществляется на основе исходных данных, получаемых от подрядной организации, а также поставщиков и организаций-производителей МТР.

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

8.9. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития от 30.09.2024 г. РФ: 2025 г. - 7,8%, , 2026 - 5,3%, 2027 г. - 4,4%, 2028 г. - 4,4%.

В случае, если планируемый период выполнения работ составляет до одного календарного года и сметная документация составлена в уровне цен того же года, индекс прогнозной инфляции на один месяц осуществляется извлечением квадратного корня двенадцатой степени из индекса прогнозной инфляции Минэкономразвития России (ИПЦ базовый, по строке - Показатели инфляции / в среднем за год) установленного в целом за год:

$$И_{инфл.мес} = \sqrt[12]{И_{инфгод}} \ ,$$

где:

Иинфл.мес – индекс прогнозной инфляции на один месяц, полученное значение округляется до 4 знаков после запятой;

Иинфл.год – индекс-дефлятор Министерства экономического развития Российской Федерации (ИПЦ базовый, по строке - Показатели инфляции / в среднем за год).

Для определения размера индекса прогнозной инфляции периодом в несколько месяцев, величина индекса прогнозной инфляции на один месяц возводится в степень размер которой соответствует количеству месяцев от даты определения стоимости работ до даты окончания работ, принимается среднее значение индекса-дефлятора, между индексом прогнозной инфляции на месяц начала производства работ и индексом на месяц окончания производства работ:

$$И_{инфл.пер.} = \left(\frac{И_{инфл.мес.}^{n} - 1}{2} \right) + 1 \ , \qquad (1)$$

где:

Иинф.пер – индекс прогнозной инфляции для периода выполнения работ, полученное значение округляется до 4 знаков после запятой.

В случае если срок выполнения работ превышает календарный год, то индекс прогнозной инфляции для второго и последующих годов, определяется с учетом установленных договором сроков строительства по формуле:

$$Цд = С * Иинфл, \qquad (2)$$

где:

Цд – стоимость договора (этапа);

С - сметная стоимость подрядных работ, подлежащих выполнению подрядчиком;

Иинфл – индекс инфляции, рассчитываемый по формуле:

$$И\ инф = Д1*К1 + Д2*К2 + ... + Дi*Ki,$$

где:

Д1, Д2, Дi - доля сметной стоимости работ соответственно в 1-й, 2-й, 3-й, i-ый годы строительства;

i - год завершения строительства объекта;

K1 - индекс прогнозной инфляции за первый год строительства объекта, определяемый как среднее арифметическое между индексом прогнозной инфляции на дату начала строительства объекта и индексом прогнозной инфляции на декабрь первого года строительства объекта;

K2 -индекс прогнозной инфляции, учитывающий инфляцию за первый и второй годы строительства объекта. Рассчитывается как произведение индекса прогнозной инфляции, устанавливаемого нарастающим итогом на декабрь первого года строительства объекта, и индекса прогнозной инфляции на второй год строительства объекта, определенного как среднее арифметическое между индексом прогнозной инфляции на январь второго года строительства объекта и индекса прогнозной инфляции на декабрь второго года строительства объекта;

Ki - индекс прогнозной инфляции, учитывающий инфляцию за весь период строительства объекта. Указанный индекс рассчитывается как произведение индекса прогнозной инфляции, устанавливаемого нарастающим итогом на декабрь предшествующего года строительства объекта, и индекса прогнозной инфляции на последний год строительства объекта, определенного как среднее арифметическое между индексом прогнозной инфляции на январь последнего года строительства объекта и индексом прогнозной инфляции на дату окончания строительства объекта в последнем году, в соответствии с Приложением 1 к Приказу ПАО «РусГидро» от 21.11.2024 № 806 «Единая методика формирования плановой цены на закупаемую продукцию для организаций «Группы РусГидро» п.3.3.7.

При этом:

1) если срок выполнения работ указан в целом по договору (дата начала работ – дата окончание работ), применяется единый дефлятор, в соответствии с формулой (2)

2) если договором предусмотрен график выполнения работ с разбивкой на этапы (дата начала работ по этапу – дата окончания работ по этапу), дефлятор применяется в соответствии с таким графиком, и рассчитывается на каждый этап, в соответствии с формулой (2).

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

8.11. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel, либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel и в формате «Гранд СМЕТА», 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.

9. Особые условия:

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

9.2. Подрядчик в день завершения работ, указанный в календарном плане, направляет в филиал АО «ДРСК» Акт сдачи-приемки выполненных работ с приложением 3 (трех) экземпляров ПСД в бумажном виде и 1 экземпляр в электронном виде (на CD диске).

9.3. Использование форматов при передаче документации в электронном виде:

Таблица №2. Форматы предоставления документации

Вид документа	Используемое приложение	Формат
Текстовая часть, описания	MS Word, MS Excel, PDF	PDF.doc
Чертежи	MS office Visio, PDF	PDF.doc
Электронный архив	Win Rar	.rar
Сметная документация	В формате программ: MS Word, MS Excel, Гранд СМЕТА	PDF,doc, gsfx,XML

9.4. Проектная организация получает все необходимые согласования, разрешения и заключения с Природоохранными органами; Администрациями районов, городов и сел; с владельцами подземных и надземных коммуникаций; с ГКУ «Амурупрадор»; с ОАО «РЖД».

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

9.6. Исходные данные, предоставляемые Заказчиком:

- месторасположение объекта.

10. Заказчик: АО «ДРСК» «Амурские ЭС» СП «ЗЭС».

Приложение: Методика определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской (утв. приказом Минстроя РФ от 4 августа 2020 года N 421/пр)» на 58 л.

Начальник ОКСиИ **И.Н. Соловьева**

Начальник ОТПиПР **А.А. Левошко**

Начальник ПСО **Т.Г. Соловьева**

Главный инженер СП «ЗЭС» **Б.Н. Голов**

/Приложение __ к дополнительному соглашению №__ к договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям от №

СОГЛАСОВАНО
Заместитель генерального директора
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока

_____ С.А. Колесников
«_____» _____ 2025г.
М.П.

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель Генерального директора-главный инженер
АО «ДРСК»

_____ А.А. Воробьев
«_____» _____ 2025 г.
М.П.

ИЗМЕНЕНИЯ В ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК»
от 25.05.2020 № 15-09/129/1189

№ «____» _____ 2025 г.

Настоящие изменения в технические условия разработаны на основании скорректированной заявки от 18.02.2025 №66 (вх. АО «ДРСК» от _____2025 № _____) и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств Муниципального казенного учреждения «Стройсервис» города Свободного к электрическим сетям АО «ДРСК».

Изложить текст технических условий от 25.05.2020 № 15-09/129/1189 в редакции изменений в технические условия от 15.12.2021 № 15-02/22-26, от 22.11.2022 № 15-02/22-18 и от 22.03.2023 № 15-02/22-02 в следующей редакции:
«Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки (вх. филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» (далее – филиал АО «ДРСК» «АЭС») от 02.04.2020 № 1303), с учетом скорректированной заявки от 25.11.2021 № 3154 (вх. АО «ДРСК» от 25.11.2021 № 1/4/8352), от 28.10.2022 (вх. АО «ДРСК» от 28.10.2022 № 1/4/8108), с учетом писем от 11.11.2022 № 2146 (вх. АО «ДРСК» от 11.11.2022 № 1/4/8478), скорректированной заявки от 04.04.2024 № 262 (вх. АО «ДРСК» от _____2024 № _____), от 18.02.2025 №66 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств Муниципального казенного учреждения «Стройсервис» города Свободного именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям АО «ДРСК».

1. Наименование и место нахождения энергопринимающих устройств Заявителя: объекты комплексного развития города Свободный Амурской области.

2. Максимальная мощность присоединяемых энергопринимающих устройств Заявителя составляет 23,10854 МВт, в том числе:
2.1. На I этапе – 1,37844 МВт;
2.2. На II этапе – увеличение максимальной мощности на 0,7291 МВт до величины 2,10754 МВт (с учетом максимальной мощности I этапа);

2.3. На III этапе – увеличение максимальной мощности на 1,47 МВт до величины 3,57754 МВт (с учетом максимальной мощности II этапа);
2.4. На IV этапе – увеличение максимальной мощности на 0,25 МВт до величины 3,82754 МВт (с учетом максимальной мощности III этапа);
2.5. На V этапе – увеличение максимальной мощности на 1,3 МВт до величины 5,12754 МВт (с учетом максимальной мощности IV этапа);
2.6. На VI этапе – увеличение максимальной мощности на 0,5 МВт до величины 5,62754 МВт (с учетом максимальной мощности V этапа);
2.7. На VII этапе – увеличение максимальной мощности на 0,16 МВт до величины 5,78754 МВт (с учетом максимальной мощности VI этапа);
2.8. На VIII этапе – увеличение максимальной мощности на 0,7809МВт до величины 6,56844 МВт (с учетом максимальной мощности VII этапа);
2.9. На IX этапе – увеличение максимальной мощности на 1,5 МВт до величины 8,06844 МВт (с учетом максимальной мощности VIII этапа).
2.8. На X этапе – увеличение максимальной мощности на 0,930 МВт до величины 8,99844МВт (с учетом максимальной мощности IX этапа);
2.9. На XI этапе – увеличение максимальной мощности на 8,1838 МВт до величины 17,18224 МВт (с учетом максимальной мощности X этапа).
2.10.На XII этапе – увеличение максимальной мощности на 5,9263 МВт до величины 23,10854 МВт (с учетом максимальной мощности X этапа).

3. Категория надежности электроснабжения энергопринимающих устройств Заявителя (в соответствии с заявкой) в точках присоединения к электрической сети АО «ДРСК»:
3.1. На I этапе: II категория надежности электроснабжения –1,37844 МВт;
3.2. На II этапе: II категория надежности электроснабжения –2,10754 МВт;
3.3. На III этапе: II категория надежности электроснабжения – 3,57754 МВт;
3.4. На IV этапе: II категория надежности электроснабжения – 3,82754 МВт;
3.5. На V этапе: II категория надежности электроснабжения – 5,12754 МВт;
3.6. На VI этапе: II категория надежности электроснабжения – 5,62754 МВт;
3.7. На VII этапе: II категория надежности электроснабжения – 5,78754 МВт;
3.8. На VIII этапе: II категория надежности электроснабжения – 6,56844 МВт;
3.9. На IX этапе: II категория надежности электроснабжения – 8,06844МВт;
3.10. На X этапе: II категория надежности электроснабжения – 8,99844МВт;
3.11. На XI этапе: II категория надежности электроснабжения – 17,18224МВт;
3.12.На XII этапе:II категория надежности электроснабжения –23,10854 МВт.

4. Класс напряжения в точках присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК»:
4.1. На I этапе – 16 точек 0,4 кВ и 2 точки 10 кВ;
4.2. На II этапе – 26 точек 0,4 кВ и 2 точки 10 кВ;
4.3. На III этапе – 38 точек 0,4 кВ и 2 точки 10 кВ;
4.4. На IV этапе – 40 точек 0,4 кВ и 2 точки 10 кВ;
4.5. На V этапе – 52 точка 0,4 кВ и 2 точки 10 кВ;
4.6. На VI этапе – 60 точек 0,4 кВ и 2 точки 10 кВ;
4.7. На VII этапе – 60 точек 0,4 кВ и 2 точки 10 кВ;
4.8. На VIII этапе – 66 точки 0,4 кВ и 2 точки 10 кВ;
4.9. На IX этапе – 78точки 0,4 кВ и 2 точки 10 кВ;
4.10. На X этапе – 86 точки 0,4 кВ и 2 точки 10 кВ;

4.11. На XI этапе – 86 точки 0,4 кВ и 4 точки 10 кВ.
4.12. На XII этапе-**86** точки 0,4 кВ и 6 точки 10 кВ.

5. Выполнение настоящих технических условий обеспечивает поэтапное (в одиннадцать этапов) технологическое присоединение впервые вводимых в эксплуатацию в процессе технологического присоединения:

– на I этапе – энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 1,37844 МВт;

– на II этапе – увеличение максимальный мощности энергопринимающих устройств Заявителя на 0,7291 МВт до величины 2,10754 МВт (с учетом максимальной мощности I этапа);

– на III этапе – увеличение максимальный мощности энергопринимающих устройств Заявителя на 1,47 МВт до величины 3,57754 МВт (с учетом максимальной мощности II этапа);

– на IV этапе – увеличение максимальной мощности на 0,25 МВт до величины 3,82754 МВт (с учетом максимальной мощности III этапа);

– на V этапе – увеличение максимальной мощности на 1,3 МВт до величины 5,12754 МВт (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– на VI этапе – увеличение максимальной мощности на 0,5 МВт до величины 5,62754 МВт (с учетом максимальной мощности V этапа);

– на VII этапе – увеличение максимальной мощности на 0,16 МВт до величины 5,78754 МВт (с учетом максимальной мощности VI этапа);

– на VIII этапе – увеличение максимальной мощности на 0,7809 МВт до величины 6,56844 МВт (с учетом максимальной мощности VII этапа);

– на IX этапе – увеличение максимальной мощности на 1,5 МВт до величины 8,06844 МВт (с учетом максимальной мощности VIII этапа);

– на X этапе – увеличение максимальной мощности на 0,93 МВт до величины 8,99844 МВт (с учетом максимальной мощности IX этапа);

– на XI этапе – увеличение максимальной мощности на 8,1838 МВт до величины 17,18224 МВт (с учетом максимальной мощности X этапа),

– на XII этапе – увеличение максимальной мощности на 5,9263 МВт до величины 23,10854МВт (с учетом максимальной мощности XI этапа),

и объектов электросетевого хозяйства Заявителя,

с образованием после выполнения настоящих технических условий 92 (девяносто две) точки присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

– **на I этапе –** 18(восемнадцать) точек:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ и ВЛ 0,4 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке;

– два участка ЛЭП 10 кВ от фидеров 10 кВ № 13 и № 14 ПС 35 кВ Пера (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке;

– **на II этапе –** 28 (двадцати восемь точек присоединения:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– два участка ЛЭП 10 кВ от фидеров 10 кВ № 13 и № 14 ПС 35 кВ Пера (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– десять участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,07291 МВт в каждой точке;

– **на III этапе – 40** (сорок точек присоединения:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– два участка ЛЭП 10 кВ от РП 10 кВ № 2 (расположенные на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– десять участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,07291 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1225 МВт в каждой точке;

– **на IV этапе –** 42 (сорока две точки присоединения:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– два участка ЛЭП 10 кВ от фидеров 10 кВ № 13 и № 14 ПС 35 кВ Пера (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– десять участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,07291 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1225 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

– два участка ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке;

– **на V этапе –** 54 (пятидесяти четыре) точек присоединения:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– два участка ЛЭП 10 кВ от фидеров 10 кВ № 13 и № 14 ПС 35 кВ Пера (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– десять участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,07291 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1225 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IIIэтапа);

– два участка ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,10833 МВт в каждой точке;

– **на VI этапе – 62** (шестьдесят две) точки присоединения:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– два участка ЛЭП 10 кВ от фидеров 10 кВ № 13 и № 14 ПС 35 кВ Пера (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– десять участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,07291 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1225 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IIIэтапа);

– два участка ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении

энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,10833 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности V этапа);

-восемь участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,0625 МВт в каждой точке

– **на VII этапе – 62** (шестьдесят две) точки присоединения:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– два участка ЛЭП 10 кВ от фидеров 10 кВ № 13 и № 14 ПС 35 кВ Пера (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– десять участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,07291 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1225 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IIIэтапа);

– два участка ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,10833 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности V этапа);

-восемь участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,0825 МВт в каждой точке

– **на VIII этапе – 68** (шестьдесят восемь) точки присоединения:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– два участка ЛЭП 10 кВ от фидеров 10 кВ № 13 и № 14 ПС 35 кВ Пера (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– десять участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,07291 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении

энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1225 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IIIэтапа);

– два участка ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,10833 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности V этапа);

-восемь участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,0825 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности VII этапа);

шесть участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,013015 МВт в каждой точке.

– **на IX этапе – 80** (восемьдесят) точекприсоединения:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– два участка ЛЭП 10 кВ от фидеров 10 кВ № 13 и № 14 ПС 35 кВ Пера (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– десять участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,07291 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1225 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IIIэтапа);

– два участка ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,10833 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности V этапа);

-восемь участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,0825 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности VII этапа);

шесть участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,013015 МВт в каждой точке.

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке

на X этапе – 88 (восемьдесят восемь) точек присоединения:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– два участка ЛЭП 10 кВ от фидеров 10 кВ № 13 и № 14 ПС 35 кВ Пера (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– десять участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,07291 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1225 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IIIэтапа);

– два участка ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,10833 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности V этапа);

-восемь участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,0825 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности VII этапа);

шесть участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,013015 МВт в каждой точке.

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IX этапа).

– восемь участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,11625 МВт в каждой точке

на XI этапе – 90 (девяносто) точек присоединения:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– два участка ЛЭП 10 кВ от фидеров 10 кВ № 13 и № 14 ПС 35 кВ Пера (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– десять участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,07291 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1225 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

– два участка ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,10833 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности V этапа);

-восемь участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,0825 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности VII этапа);

шесть участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,013015 МВт в каждой точке.

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IX этапа).

– восемь участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,11625 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности X этапа).

два участка ЛЭП 10 кВ от ПС 110 кВ НЦП (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 4,0919 МВт в каждой точке.

на XII этапе – 92(девяносто две) точки присоединения:

– шестнадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,068965 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– два участка ЛЭП 10 кВ от фидеров 10 кВ № 13 и № 14 ПС 35 кВ Пера (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1375 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– десять участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих

устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,07291 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,1225 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

– два участка ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,10833 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности V этапа);

-восемь участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,0825 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности VII этапа);

шесть участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,013015 МВт в каждой точке.

– двенадцать участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IX этапа).

– восемь участков ЛЭП 0,4 кВ от линейных ячеек 0,4 кВ ТП 10 кВ (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 0,11625 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности X этапа).

два участка ЛЭП 10 кВ от ПС 110 кВ НЦП (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 4,0919 МВт в каждой точке(с учетом максимальной мощности XI этапа).

- два участка ЛЭП 10 кВ от ПС 110 кВ НЦП (расположенных на границе земельного участка Заявителя) в направлении энергопринимающих устройств Заявителя с максимальной мощностью 2,96315 МВт в каждой точке.

6. Мероприятия, выполняемые на I этапе технологического присоединения:

6.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК»:

6.1.1. Строительство ЛЭП 10 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, РП (ТП) 10/0,4 кВ (количество РП (ТП) 10 кВ, ЛЭП 10 кВ и 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

6.2. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:

6.2.1. Строительство ЛЭП 10 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, ТП 10/0,4 кВ (количество ТП 10/0,4 кВ, ЛЭП 10 кВ и 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

7. Мероприятия, выполняемые на II этапе технологического присоединения:

7.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК»:

7.1.1. Строительство ЛЭП 10 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, РП (ТП) 10/0,4 кВ (количество РП (ТП) 10 кВ, ЛЭП 10 кВ и 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

7.2. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:
7.2.1. Строительство ЛЭП 0,4 кВ (количество ЛЭП 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

8. Мероприятия, выполняемые на III этапе технологического присоединения:
8.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК»:
8.1.1. Строительство двух ЛЭП 10 кВ общей протяженностью 1,49км, их них ВЛ 10 кВ общей протяженностью 0,03 км, КЛ 10 кВ общей протяженностью 1,46 от РУ 10 кВ РП-2 Ф-10 ПС 35 кВ Северная и РУ 10 кВ Ф 19 ПС 35 кВ Северная до проектируемой ТП 10 кВ (параметры ЛЭП 10 кВ уточнить при проектировании).
8.1.2. Строительство ТП 10 кВ с установкой двух трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 1,6 МВА каждый (количество ТП 10 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

8.2. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:
8.2.1. Строительство ЛЭП 0,4 кВ (количество ЛЭП 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

9. Мероприятия, выполняемые на IV этапе технологического присоединения:
9.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК»:
9.1.1. Строительство двух ЛЭП 10 кВ общей протяженностью 0,162 км, из них КЛ 10 кВ протяженностью 0,11 км, от фидера 10 кВ № 16 ПС 35 кВ Восточная и от фидера №3 ПС 35 кВ Южная до проектируемой ТП 10/0,4 кВ (параметры ЛЭП 10 кВ и их количество уточнить при проектировании).
9.1.2. Строительство ТП 10 кВ с установкой двух трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 0,400 МВА каждый (количество ТП 10 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

9.2. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:
9.2.1. Строительство ЛЭП 0,4 кВ (количество ЛЭП 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

10. Мероприятия, выполняемые на V этапе технологического присоединения:
10.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК», в том числе путем урегулирования отношений с третьими лицами:
10.1.1. Строительство двух КЛ 10 кВ общей протяженностью 0,66 км от фидера 10 кВ № 6 ПС 35 кВ Пёра и фидера 10 кВ №5 РП 2 Ф №7 ПС 35 кВ Северная до проектируемой ТП 10/0,4 кВ (параметры ЛЭП 10 кВ и их количество уточнить при проектировании).
10.1.2. Строительство ТП 10 кВ с установкой двух трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 1,6 МВА каждый (количество ТП 10 кВ и их параметры уточнить при проектировании).
10.1.3. Изменение существующих точек раздела электрической сети 35 кВ путем отключения на ПС 500 кВ Амурская выключателя СВ-35.
10.1.4. Изменение существующих точек раздела электрической сети 35 кВ с переводом электроснабжения ПС 35 кВ Заводская с РУ 35 кВ ПС 500 кВ Амурская на РУ 35 кВ ПС 220 кВ Ледяная путем включения на ПС 35 кВ Заводская выключателя СВ 35 кВ и

отключения выключателя ВЛ 35 кВ Северная – Заводская.
10.1.5. Ввод запрета АВР выключателя СВ 10 кВ на ПС 35 кВ Северная.

10.2. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:
10.2.1. Строительство ЛЭП 0,4 кВ (количество ЛЭП 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

11.Мероприятия, выполняемые на VI этапе технологического присоединения:
11.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК»:
11.1.1. Строительство двух КЛ 10 кВ общейпротяженностью 0,740 км от фидера 10 кВ № 10 ПС 35 кВ Южная до проектируемой ТП 10/0,4 кВ (параметры ЛЭП 10 кВ и их количество уточнить при проектировании) по п.12.1.6.

12. Мероприятия, выполняемые на VII этапе технологического присоединения:
12.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК»:
12.1.1. Реконструкция ПС 500 кВ Амурская со строительством РУ 110 кВ по типовой схеме № 110-9 «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (уточнить при проектировании).
12.1.2. Строительство ПС 110 кВ Новый ЦП с трансформаторной мощностью 50 МВА.
12.1.2.1. Выполнить установку на ПС 110 кВ Новый ЦП (ПС 110 кВ Импульс) двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, оснащенных устройством РПН (уточнить при проектировании).
12.1.3. Строительство ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП (ПС 110 кВ Импульс) ориентировочной протяженностью 1,7 км.
12.1.3.1. Выполнить строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Амурская – Новый ЦП I, II цепь (ВЛ 110 кВ Амурская – Импульс I, II цепь) проводом сечением 120 мм^2 ориентировочной протяженностью 1,7 км (уточнить при проектировании).
12.1.4. Строительство заходов ВЛ 35 кВ Амурская – Северная на ПС 110 кВ Новый ЦП (ПС 110 кВ Импульс) общей ориентировочной протяженностью 0,4145 км, с образованием КВЛ 35 кВ Амурская – Новый ЦП I, II цепь (ЛЭП 35 кВ Амурская – Импульс I, II цепь) и КВЛ 35 кВ Новый ЦП – Северная I, II цепь (ЛЭП 35 кВ Импульс – Северная I, II цепь) (уточнить при проектировании).
12.1.4.1. Заходы ВЛ 35 кВ Амурская – Северная на ПС 110 кВ Новый ЦП (ПС 110 кВ Импульс) выполнить в кабельно-воздушном исполнении[1] (уточнить при проектировании).
12.1.5. Строительство двух ЛЭП 10 кВ общей протяженностью 5,668 км, из них КЛ 10 кВ общей протяженностью 1,690 км, ВЛ 10 кВ общей протяженностью 3,978 км от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП (ПС 110 кВ Импульс) до ТП 10 кВ, построенных в соответствии с пунктом 12.1.6. настоящих технических условий (параметры ЛЭП 10 кВ и их количество уточнить при проектировании). Строительство ТП 10 кВ с установкой двух трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 1,25 МВА каждый (количество ТП 10 кВ и их параметры уточнить при проектировании)
12.1.6. Изменение существующих точек раздела электрической сети 35 кВ путем включения на ПС 500 кВ Амурская СВ-35.

---

[1]Кабельный участок ЛЭП 35 кВ ориентировочной протяженностью 0,0918 км с сечением жил 240 мм^2, воздушный участок ЛЭП 35 кВ ориентировочной протяженностью 0,3227 км проводом сечением 150 мм^2 (уточнить при проектировании).

12.1.7. Изменение существующих точек раздела электрической сети 35 кВ с переводом электроснабжения Т-1 ПС 35 кВ Заводская с РУ 35 кВ ПС 220 кВ Ледяная на РУ 35 кВ ПС 500 кВ Амурская путем включения на ПС 35 кВ Заводская выключателя ВЛ 35 кВ Северная – Заводская и отключения выключателя СВ 35 кВ.
12.1.8. Вывод запрета АВР выключателя СВ 10 кВ на ПС 35 кВ Северная.

12.2. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:
12.2.1. Строительство ЛЭП 0,4 кВ (количество ЛЭП 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

13. Мероприятия, выполняемые на VIII этапе технологического присоединения:
13.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК»:

13.1.1. Строительство двух ЛЭП 10 кВ ориентировочной общей протяженностью 1,42 км, из них ВЛ-10 кВ протяженностью 0,06 км, КЛ 10 кВ общей протяженностью 1,36 км от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП (ПС 110 кВ Импульс) до ТП 10 кВ, построенных в соответствии с пунктом 13.1.2 настоящих технических условий (параметры ЛЭП 10 кВ и их количество уточнить при проектировании).
13.1.2. Строительство ТП 10 кВ с установкой двух трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 0,8 МВА каждый (количество ТП 10 кВ и их параметры уточнить при проектировании).
13.1.3. Реконструкция ТП 10 кВ № 44 (уточнить при проектировании).

13.2. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:
13.2.1. Строительство ЛЭП 10 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, ТП 10/0,4 кВ (количество ТП 10/0,4 кВ, ЛЭП 10 кВ и 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

14. Мероприятия, выполняемые на IX этапе технологического присоединения:
14.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК»:
14.1.1. Строительство двух ЛЭП 10 кВ РУ 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП (ПС 110 кВ Импульс) до ТП 10 кВ ориентировочной общей протяженностью 9, км, из них КЛ 10 кВ ориентировочной протяженностью 5 км, ВЛ 10 кВ 4,км до проектируемой ТП 10 кВ (уточнить при проектировании).
14.1.2. Строительство ТП 10 кВ с установкой двух трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 1,6 МВА каждый (количество ТП 10 кВ и их параметры уточнить при проектировании).
14.1.3. Строительство двух ответвительных ВЛ 10 кВ ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая от существующих ЛЭП 10 кВ ПС 220 кВ Свободный до проектируемой ТП 10 кВ (параметры ЛЭП 10 кВ и их количество уточнить при проектировании).

14.2. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:
14.2.1. Строительство ЛЭП 0,4 кВ (количество ЛЭП 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

15. Мероприятия, выполняемые на X этапе технологического присоединения:

15.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК»:

15.1.1. Строительство ЛЭП 10 кВ ориентировочной протяженностью 12,4км от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП (ПС 110 кВ Импульс) до проектируемой ТП 10 кВ в кабельно-воздушном исполнении[2] (параметры ЛЭП 10 кВ и их количество уточнить при проектировании).

15.1.2. Строительство ТП 10 кВ с установкой двух трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 1,26 МВА каждый (количество ТП 10 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

15.1.3. Строительство КЛ 10 кВ в кабельном исполнении ориентировочной протяженностью 1,2 км от проектируемой ТП10 кВ (по. 14.1.2.) до РУ 10 кВ ТП 10/0,4 кВ (количество ЛЭП 10 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

15.1.4. Строительство ТП 10 кВ с установкой двух трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью 1 МВА каждый (количество ТП 10 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

15.2. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:

15.2.1. Строительство ЛЭП 0,4 кВ (количество ЛЭП 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

16. Мероприятия, выполняемые на XI этапе технологического присоединения:

16.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК»:

16.1.1. Строительство двух ВЛ 10 кВ ориентировочной протяженностью 4 от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП (ПС 110 кВ Импульс) до проектируемой РП 10 кВ-1 (параметры ЛЭП 10 кВ и их количество уточнить при проектировании).

17. Мероприятия, выполняемые на XII этапе технологического присоединения:

17.1. Мероприятия, выполняемые АО «ДРСК»:

17.1.1. Строительство двух ЛЭП 10 кВ ориентировочной протяженностью 5,8 от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Новый ЦП (ПС 110 кВ Импульс) до проектируемой РП 10 кВ -2 (параметры ЛЭП 10 кВ и их количество уточнить при проектировании).[3]

17.2. Мероприятия, выполняемые Заявителем в границах собственного земельного участка:

17.2.1. Строительство до существующих точек подключения ЛЭП 10 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, ТП 10/0,4 кВ (количество ТП 10/0,4 кВ, ЛЭП 10 кВ и 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).**Мероприятия, выполняемые на XII этапе технологического присоединения:**

18. Мероприятия по оборудованию систем технологического управления и требования к энергопринимающим устройствам Заявителя.

18.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в пунктах 6.1.1, 6.2.1,

---

[2]Кабельный участок ЛЭП 10 кВ ориентировочной протяженностью 12,4 км каждый, воздушный участок ЛЭП 10 кВ ориентировочной протяженностью 8,4 км каждый (уточнить при проектировании), в кабельном исполнении ориентировочной протяженностью 4 км.

[3] Кабельный участок ЛЭП 10 кВ ориентировочной протяженностью 5,8 км каждый, воздушный участок ЛЭП 10 кВ ориентировочной протяженностью 4 км каждый (уточнить при проектировании), в кабельном исполнении ориентировочной протяженностью 1,8 км.

7.1.1, 8.1.2, 9.1.2, 10.1.2, 12.1.5, 13.1.2, 14.1.2, 14.1.6, 15.1.2, 15.1.4 настоящих технических условий, устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА).

Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в пунктах, 12.1.1, 12.1.2 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами РЗА.

Микропроцессорные устройства РЗА должны обеспечивать свою правильную работу при изменении частоты электрического тока в диапазоне 45,0 – 55,0 Гц.

18.2. Оснастить электротехническое оборудование на следующих объектах устройствами сбора и передачи телеинформации по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине:

– в части объекта электросетевого хозяйства, указанного в пункте 12.1.1 настоящих технических условий, в Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ (далее – Амурское РДУ);

– в части объекта электросетевого хозяйства, указанного в пункте 12.1.2 настоящих технических условий, в СП «ЗЭС» филиала АО «ДРСК» «АЭС» и Амурское РДУ.

Технические характеристики и схемы каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с АО «ДРСК» и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока (далее – ОДУ Востока), при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

18.3. Оснастить ПС 110 кВ Новый ЦП (ПС 110 кВ Импульс) телефонной связью для оперативных переговоров с оперативным персоналом СП «ЗЭС» филиала АО «ДРСК» «АЭС» по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов и схемы связи согласовать с АО «ДРСК».

18.4. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

– в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничном рынке, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и требованиями ПУЭ;

– точки учета согласовать с АО «ДРСК».

18.5. Оснастить перечисленные в разделе 17 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

18.6. Предусмотреть подключение нагрузки Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (АЧР, ОН).

18.7. В случае выявления при проектировании согласно пункту 18.9 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $\operatorname{tg} \varphi \le 0{,}4$ (для точек присоединения 10 кВ) и критерия $\operatorname{tg} \varphi \le 0{,}35$ (для точек присоединения 0,4 кВ) в точках присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделах 6 – 17 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчётов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 18.09 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые

значения отклонения на вводах приемников электрической энергии принять соответственно ±5% и ±10% от номинального напряжения электрической сети.

18.8. В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

18.9. Мероприятия, указанные в разделах 6 – 17 с учетом требований раздела 18 настоящих технических условий, выполнить на основании проектной и рабочей документации. Задание на проектирование, проектную и рабочую документацию согласовать с АО «ДРСК» и АО «СО ЕЭС» (в части мероприятий, указанных в пункте 12.1.1, с ОДУ Востока; в части мероприятий, указанных в пунктах 12.1.2 и 12.1.3, с Амурским РДУ).

19. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей АО «ДРСК» и Амурского РДУ для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями. После выполнения проверки получить от АО «ДРСК» акт о выполнении технических условий, согласованный ОДУ Востока для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями, и по техническим условиям в целом.

20. Настоящие технические условия действительны до 01.06.2027.

21. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от настоящих технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «ДРСК» и ОДУ Востока с корректировкой утвержденных технических условий.».

Начальник управления технологического присоединения и перспективного развития АО «ДРСК» ***П.Г. Чеховский***

Козлов В.А.
397-231

СОСТАВ ПРОЕКТА

Лист	Наименование	Примечание
1	Состав проекта	
2	Ведомость ссылочных и прилагаемых документов	
ПЗ л. 3–11	Проектная документация. Общая пояснительная записка	
12	Обзорный план трассы КВЛ–10 кВ. Участок выхода КЛ–10 кВ от ЗРУ–10 кВ ПС 110 кВ НЦП	
13	План посадки 2КТПН и прокладки КЛ–10 кВ 1 этап. Каталог координат ТП	
14–18	План трассы КВЛ–10 кВ. 2 этап. Масштаб 1:500	
19	План ввода КЛ–10 кВ в ЗРУ–10 кВ ПС 110 кВ "НЦП". Однолинейная схема соединений ЗРУ–10 кВ ПС 110 кВ "НЦП"	
20	Однолинейная схема главных цепей КТП (ЖК–3). Строительство	
21	Однолинейная схема главных цепей КТП (ЦКиД). Замена трансформаторов	
22	Компоновочный чертеж 2КТПН–1600–10/0,4 кВ	
23	План раскладки труб для ввода кабельных линий 10 и 0,4 кВ в ТП	
24	Конструктивное выполнение фундамента 2КТПН (6,5х7,0м)	
25	Конструктивное выполнение заземляющего устройства 2КТПН	
26	Конструктивное выполнение заземляющих устройств опор ВЛЗ 10 кВ	
27	Закрепление опор ВЛ в грунте	
28	Установка разъединителя 10 кВ. Элементы разъединителя	
29	Разрез кабельной траншеи Т–9 (Т–15). Объем земляных работ	
30	Конструктивные решения по пересечению КЛ–10 кВ с инженерными коммуникациями	
31	Прокладка КЛ 10 кВ под дорогой, параллельно фундаменту сооружений или зеленым насаждениям	
32	Эскиз пересечения с автодорогами методом ГНБ	
РД.В.1.1	Ведомость объемов работ. 1 этап (замена трансформаторов)	
РД.В.1.2	Ведомость объемов работ. 1 этап (строительство)	
РД.В.2.1	Ведомость объемов работ. 2 этап (подготовительные работы)	
РД.В.2.2	Ведомость объемов работ. 2 этап (строительство КЛ–10 кВ)	
РД.В.2.3	Ведомость объемов работ. 2 этап (строительство ВЛ–10 кВ)	
РД.В.3	Ведомость пересечений	
РД.СО.1.1	Спецификация материалов и оборудования. 1 этап (замена трансформаторов)	
РД.СО.1.2	Спецификация материалов и оборудования. 1 этап (строительство)	
РД.СО.2.1	Спецификация материалов и оборудования. 2 этап (строительство КЛ)	
РД.СО.2.2	Спецификация материалов и оборудования. 2 этап (строительство ВЛЗ–10 кВ)	

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сиволапов А.В.			06.25
Провер.		Соловьева Т.Г.			06.25

3115–11–10/25.РД

СОСТАВ ПРОЕКТА

Стадия	Лист	Листов
РД	1	46

ДРСК
Амурские электрические сети

ВЕДОМОСТЬ ССЫЛОЧНЫХ И ПРИЛАГАЕМЫХ ДОКУМЕНТОВ

Обозначения	Наименования	Примечание
	Ссылочные документы	
ПУЭ 7 издание	Правила устройства электроустановок	
СП 76.13330.2016	Электротехнические устройства	
ГОСТ 32144-2013	Электрическая энергия. Совместимость технических электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения	
СО 153-34.21.122-2003	Инструкция по устройству молниезащиты зданий сооружений и промышленных коммуникаций	
РД 34.20.185-94	Инструкция по проектированию городских электрических сетей	
Приказ Минтруда РФ от 15.12.20 №903н	Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок 2020	
СП 48.13330.2019	Организация строительства	
СНиП 1.04.03-85*	Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений	
РД 153-34.3-03.285-2002	Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ	
Серия 3.407-150	Заземляющие устройства опор воздушных линий электропередачи напряжением 0,38; 6; 10; 20; 35 кВ	
ПР062/10.11.2014ТК-ИС2.ЭП2	Комплектная трансформаторная подстанция в утепленных блоках типа "Сэндвич" 2КТПБ-Т(КК)-1600/10/0,4-14-У1	
ТП А11-2011	Прокладка кабелей напряжением до 35 кВ в траншеях с применением двустенных гофрированных труб	
Серия 3.407.1-143.1	Железобетонные опоры ВЛ 10 кВ. Опоры на базе железобетонных стоек длиной 10,5 м	
ТП шифр 12.019	Одноцепных, двухцепных железобетонных опор ВЛЗ 6-20 кВ с проводами СИП-3 с установкой устройств защиты от грозовых перенапряжений ОАО «НПО Стример» и применением линейной арматуры ООО «НИЛЕД»	
	Прилагаемые документы	
	Техническое задание на разработку ПСД	
	Технические условия от 25.05.2020 №15-09/129/1189 (изм. от 21.03.2025г.)	

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сиволапов			06.25
Провер.		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РП	2	46

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

ДРСК Амурские электрические сети

Раздел 1. Пояснительная записка

Основанием для разработки проектно-сметной документации на объект "Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)" являются:

– договор на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК» в рамках муниципального контракта МК-191 от 25.06.2020 №2498/23-ТП.

Электроснабжение выполнено в соответствии с Техническими условиями для присоединения к электрическим сетям АО "ДРСК" от 25.05.2020 №15-09/129/1189 (изм. от 21.03.2025г.) (далее – ТУ ДРСК).

Объекты электроснабжения – электроустановки многоквартирных жилых домов, расположенного по адресу: Амурская область, г. Свободный, в квартале улиц Мухина-М. Чесноковская-Шатковская-Шевченко (Жилая застройка ЖК-3), кадастровый номер земельного участка 28:05:010602:1073, максимальная мощность энергопринимающих устройств ЖК-3 – 1500 кВт.

Основной и резервный источник внешнего электроснабжения в соответствии с вышеуказанными ТУ и договором о технологическом присоединении предусмотрено обеспечить в 2 этапа:

1 этап – присоединение ЭПУ ЖК-3 мощностью 600 кВт, 2 категория, класс напряжения-0.4 кВ от проектируемой КТПН-10/0.4 кВ с присоединением к ЛЭП-10 кВ Ф-19 подстанция 35/10 кВ "Северная" 1 и 2 система шин 10 кВ.

2 этап – строительство двух ЛЭП-10 кВ Ф-21, Ф-22 от ПС 110 кВ НЦП до КТП-10/0.4 кВ, проектируемой по этапу 1, с присоединением ЭПУ ЖК-3 мощностью 1500 кВт, 2 категория (в том числе 600 кВт – ранее присоединенная);

Точки присоединения: основное электроснабжение – контакты отходящих коммутационных аппаратов на первой секции шин в РУ – 0,4 кВ проектируемых КТПН-10/0,4 кВ; резервное электроснабжение – контакты отходящих коммутационных аппаратов на второй секции шин в РУ – 0,4 кВ проектируемых КТПН-10/0,4 кВ.

Проектом предусмотрено:

– 1 Этап:

1.1. Замена силовых трансформаторов в двух КТПН-10/0,4 кВ номинальной мощностью 1250 кВА на 1600 кВА, замена главных шин 0,4 кВ, вводных панелей, коммутационного оборудования и измерительных трансформаторов тока напряжением до 1 кВ в РУНН;

1.2. Организации технологического присоединения участка КЛ-10 кВ Ф-19 ПС 35 кВ Северная к проектируемой КТП по 1 этапу;

1.3. Строительство трансформаторной подстанций 2КТПН-10/0,4 кВ с силовыми трансформаторами мощностью 2х1600 кВА;

1.4. Строительство участка КЛ-10 кВ Ф-19ПС 35 кВ Северная (устройство ввода КЛ 10 кВ в КТП.

– 2 Этап: Строительство ЛЭП 10 кВ Ф-21, Ф-22 ПС 110 кВ НЦП (участки двухцепных КЛ-10 кВ и двухцепной ВЛЗ-10 кВ) от ЗРУ-10 кВ ПС НЦП до места установки соединительных муфт с КЛ-10 кВ.

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сиволапов			06.25
Провер.		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.ПЗ

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Проектная документация

Стадия	Лист	Листов
ПД	3	46

Общие пояснительная записка

ДРСК Амурские электрические сети

Расчет нагрузок произведен в соответствии с руководящими материалами по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185.–94 "Руководящие материалы по проектированию городских электрических сетей распространяется на вновь сооружаемые и реконструируемые электрические сети до и выше 1 кВ, в том числе на электрические сети к отдельным объектам, находящимся на территории города, независимо от их ведомственной принадлежности".

Исходные данные по электрическим нагрузкам приняты в соответствии с ТУ ДРСК и альбомом рабочей документации по титулу "Жилая застройка в границе улиц Мухина – Михайло-Чесноковская – Шатковского – Шевченко в Центральном районе г.Свободный Амурской области (ЖК-3). Наружные сети электроснабжения" шифр АГХК.3493-ЭС (ООО "Ант Проект" г. Новосибирск).

Исходя из района климатических условий, на основании отчета о выполненной работе по этапу 1.1 НИОКР «Исследование климатических условий на территории присутствия Группы РусГидро в Дальневосточном федеральном округе с разработкой карт климатического районирования». По гололеду и ветру в Свободненском районе для проектирования приняты следующие климатические условия:

– по гололеду: II , Вн= 15 мм;

– по ветру: I, 400 Па, Vр= 25 м/с;

– грозовая активность: до 50 грозовых часов в год.

Раздел 2. Проект полосы отвода

Проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, требованиями Федерального закона №384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений".

– Общая площадь строительства объекта– 29 613,5 м^2;

– площадь застройки – 138,5 м^2;

– строительный объем – 113,75 м^3 (КТП-10/0,4 кВ).

Объект проектирования расположен на территориях земельного участка Лесного фонда РФ (на участке от ПС 110 кВ НЦП до места переходов КВЛ-10 кВ), земельных участков, расположенных в границах улиц жилой и нежилой застройки муниципального образования г. Свободный. Геологические условия для строительства – нормальные. Инженерная подготовка территории предусмотрена чисткой просеки от древесно-кустарниковой растительности.

Трасса проектируемых ЛЭП-10 кВ протяженностью – 4,35 км имеет 25 углов поворота. Минимальный радиус изгиба кабеля при вводе в ТП принят не менее 25Dн – 1500 мм.

Все проектируемые объекты расположены в границах отведенных земельных участков.

Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения.

Трассы проектируемых КЛ и ВЛЗ 10 кВ проходят по населенной местности в г.Свободный. Проектирование строительства ЛЭП-10 кВ и трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ выполнено в соответствии с нормами ПУЭ (издание 7).

Сечение проводов 10 кВ выбраны по длительному току нагрузки в нормальном режиме с проверкой на отклонение напряжения и по условиям перегрузки в аврийном режиме, по экономической плотности тока в нормальном режиме, проверены по допустимым длительным токовым нагрузкам в аварийном и послеаварийном режимах, по допустимому отклонению напряжения и по термической устойчивости к действию токов короткого замыкания. При проверке кабелей по допустимому току учитываются поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей в траншее.

В результате расчета установившегося режима (при подключении мощности 3,0 мВт (1500 кВт ЖК-1 1500 кВт) на ПС 110 кВ НЦП), напряжение на на шинах ЗРУ-10кВ составляет 10,5 кВ, что не превышает допустимое значение отклонения напряжения в точке передачи электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013. Максимальное расчетное значение тока нагрузки Ф-21 10 кВ, Ф-22 10 кВ составляет 190,5 А. Расчетный ток нагрузки непревышает значение длительно допустимого тока кабеля 10 кВ ААБл-10 3*185 мм2 Iдоп.каб=275А и провода ВЛЗ-10 кВ СИП-3 1х120 мм2 Iдоп.пров.=430 А. Допустимы ток ТТ 300/5 Ф-21, Ф-22 10 кВ ПС 110 кВ НЦП непревышен. Мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ НЦП настоящим проектом не предусмотрены.

Для кабелей 10 кВ по участку проектирования:

1) $I_р=S/(\sqrt{3}\cdot 10)=3200/(\sqrt{3}\cdot 10)= 115,47$ А,

где: S=3200 кВА – сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов ТП №4 и проектируемой ТП (1600+1600).

Длительно допустимый ток для кабеля ААБЛ-10 3х185мм^2 не более 275 А (при прокладке в земле).

$I_р \leq I_{дл.доп}$; 190,5 А ≤ 275 А

В нормальном режиме кабель нагрузку выдерживает.

Контрольные и силовые кабели 0,4 кВ в пределах модульных зданий КТП 10/0,4 кВ предусматривает завод-изготовитель.

Сети электроснабжения 0,4 кВ от 2КТПН кабелем с изоляцией из силанольсшитого ПЭ марки АВБШвнг(А)-LS 2(4х240)-1 кВ с расчетными длинами запроектированы и реализовываются силами Заявителя по отдельнымк альбомам рабочей документации шифр АГХК.3493-ЭС.

Прокладка кабельных линий 10 кВ предусмотрена по серии А11-2011 "Прокладка кабелей напряжением до 35 кВ в траншеях с применением двустенных гофрированных труб". Кабельные линии прокладываются в земляных траншеях типа Т-9 на глубине 0,7 м и Т-15 на глубине 1,0 м от планировочной отметки земли. Кабели защищаются от механических повреждений по всей длине керамическим кирпичом, при пересечении с другими КЛ и на вводах в здания путем прокладки в трубах.

Защита КЛ и оборудования проектируемых ТП от грозовых и коммутационных перенапряжений предусмотрена с помощью ограничителей перенапряжения нелинейных типа ОПН-10 в РУВН и на опорах с узлами перехода КВЛ-10 кВ.

Заземляющие устройства выполнены для рабочего заземления и исключения поражения электрическим током в случае повреждения основной изоляции электроустановок. Заземление проектируемых опор и ТП соответствует требованиям, предъявляемым ПУЭ (7 издание), гл 1.7.96-1.7.103. Конструктивное выполнение заземляющего устройства см. чертеж 3115-11-10/25.РД листы 25, 26.

Соединения и присоединения заземляющих, защитных проводников и проводников системы уравнивания потенциалов должны быть надежными и обеспечивать непрерывность электрической цепи. Соединения стальных проводников выполнять посредством сварки. Наружные соединения заземляющих и нулевых защитных проводников выполнить болтовыми соединениями по ГОСТ 10434-82.

Конструкция проектируемой КТПН 10/0,4 кВ принята киоскового типа наружной установки с металлическим модульным корпусом. Вводы 10 кВ и выводы 0,4 кВ – кабельного исполнения.

Проверка по выбору трансформаторов по расчетной мощности:

$S_{mp}=\sqrt{(P^2+Q^2)}/n\cdot k_{onm}=\sqrt{(1500,0^2+450,0^2)}/(2\cdot 0,95)= 824,235$ кВА

n= 2 (число устанавливаемых трансформаторов); $k_{onm}=0,95$.

Коэффициент загрузки силового трансформатора ТП в аварийном режиме (N-1) составляет 1,03, что меньше допустимой аварийной кратковременной перегрузке по ГОСТ 14209-97 ($K_{доп.авар}=1,4$).

Проектируемая 2КТПН (ЖК-3) с трансформаторами мощностью 2х1600 кВА требованиям по выбору удовлетворяет.

Проверка по выбору трансформаторов по расчетной мощности ТП №286 (ЦКиД):

$S_{mp}=\sqrt{(P^2+Q^2)}/n\cdot k_{onm}=\sqrt{(995,96^2+298,788^2)}/(2\cdot 0,95)= 547,27$ кВА

n= 2 (число устанавливаемых трансформаторов); $k_{onm}=0,95$.

Коэффициент загрузки силового трансформатора ТП в аварийном режиме (N-1) составляет 0,876, что меньше допустимой аварийной кратковременной перегрузке по ГОСТ 14209-97 ($K_{доп.авар}=1,4$).

Проектируемая 2КТПН №286 (ЦКиД) с трансформаторами мощностью 2х1250 кВА требованиям по выбору удовлетворяет.

Однолинейные схемы главных цепей проектируемой ТП 10/0,4 кВ, и действующей ТП №286 представлены на чертежах 3115-11-10/25 листы 20, 21.

Фундамент КТП принят ленточный сборный из железобетонных блоков ФБС.

Чертеж фундаментов см. 3115-11-10/25 лист 24.

Проверка автоматических выключателей ТП-10/0,4кВ :

- по согласованию теплового расцепителя: Iном.расц>1,05*Iрасч.макс.

630А>437,82А; 500А>443,31А; 400А>380,31А; 500А>443,31А; 400А>362,93А; 500А>444,94А;

- по чувствительности к токам КЗ: Imin кз≥1,25*Iср.эл.;

Группа ШУ3 3,774 кА ≥ 1,25*0,63=0,787 кА;
Группа ШУ5 3,726 кА ≥ 1,25*0,5=0,625 кА;
Группа ШУ1 4,098 кА ≥ 1,25*0,4=0,500 кА;.
Группа ШУ4 4,098 кА ≥ 1,25*0,5=0,625 кА;.
Группа ШУ2 5,469 кА ≥ 1,25*0,4=0,500 кА;.
Группа ШУ6 5,367 кА ≥ 1,25*0,5=0,625 кА.

Выбранное оборудование защиты КЛ-0,4 кВ удовлетворяет расчетным режимам работы сети и требованиям НТД.

В соответствии с Техническими условиями для присоединения к электрическим сетям АО "ДРСК" от 25.05.2020 №15-09/129/1189 (изм. от 21.03.2025г.) на вводах трансформаторов Т-1 и Т-2 в РУ-0,4 кВ проектируемой ТП предусмотрена установка трехфазных приборы учета полукосвенного включения (технический учет), с трансформаторами тока классом точности измерений для активной энергии 0,5S, для реактивной – класс 1.0, обеспечивающими измерение почасовых потреблений энергии, хранение данных почасовых потреблений энергии, потреблений за 90 и более дней. Должны быть включенными в систему учета, имеющими 2 уровня защиты информации от несанкционированного доступа. Место установки – в предусмотренных шкафах учета электрической энергии на стене РУ-0,4 кВ.

Письмом филиала АО "ДРСК" "Амурские электрические сети" 09.07.2025г согласовано размещение коммерческих учётов электроэнергии в шкафах учета вводных распределительных устройств зданий по объекту присоединения, максимальной мощностью 1500 кВт, по 2 категории надежности, 12 точек.

Приборы учета соответствуют требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)». Принятая система учета разработана согласно Типовой инструкции а учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (СО 153-34.09.101-94), соответствует требованиям правил организации учета электрической энергии на розничных рынках (утв. Федеральным законом от 26.03.2003 №35-ФЗ "Об электроэнергетике", "Основным положениям функционирования розничных рынков электрической энергии" (утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442).

Раздел 4 Безопасность труда. Противопожарные мероприятия

Охрана труда и техника безопасности в строительстве обеспечивается принятием всех проектных решений в соответствии со СП 49.13330.2010 часть 1, СНиП 12-04-2002 часть 2, требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов. Строительные, монтажные, наладочные работы и эксплуатацию электроустановки следует производить в соответствии с РД 153-34.03.285-2002.

Для обеспечения охраны труда и техники безопасности проектом предусмотрено:

- использование технически современного оборудования;
- размещение оборудования , обеспечивающее безопасность его обслуживания;
- выполнение заземляющих устройств элементов электроустановок с нормируемой ПУЭ величиной сопротивления и конструкцией, соответствующей требованием СНиП 3.05.06-85*;
- применение типовых конструкций опор линий электропередачи;
- при выполнении строительно – монтажных работ использование машин и механизмов, конструкция которых обеспечивает безопасные условия их эксплуатации;
- высокая степень механизации строительно – монтажных работ в соответствии с типовыми технологическими картами.

Строительство участков линий вблизи действующих, находящихся под напряжением электроустановок, должно выполняться в соответствии с правилами техники безопасности, указанными выше, с соблюдением нормируемых расстояний от проводов до работающих машин и механизмов, их надежного заземления и других мероприятий по обеспечению безопасного ведения работ. При монтаже проводов под действующей ВЛ необходимо отключить и заземлить все находящейся под напряжением линии электропередачи, необходимо выполнять мероприятия по предупреждению подхлестывания монтируемых проводов. Количество, продолжительность и время таких отключений должны быть указаны в проекте производства работ и согласованы с энергоснабжающей организацией. Пожарная безопасность КЛ и ТП обеспечивается применением несгораемых конструкций, автоматическим отключением токов короткого замыкания, устройством рабочего заземления.

Категорически запрещена работа кранов и других механизмов под действующими ВЛ выше 1 кВ без их отключения и надежного заземления.

Раздел 5. Организация строительства

Раздел составлен на основании:

- СП 48.13330.2011 "Организация строительства";
- СНиП 1.04.03-85* "Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений";
- ВСН 33-82* -Минэнерго СССР "Инструкции по разработке проектов организации строительства (электроэнергетика).

В соответствии с ВСН 33-82* данный объект по степени сложности относится к "несложным".

Потребность в строительных конструкциях, материалах и оборудовании на весь объект строительства приведены в комплекте рабочей документации.

Все работы выполняются строительными механизмами в соответствии с табелем строительной организации.

Работы должны выполняться по технологическим картам, разработанными институтом "Сельэнергопроект":

- ВЛ на железобетонных опорах – ТК-1-1-10÷ тк-1-4-10;
- демонтажные работы – ТК-СПО, ТК-ДП, ТК-ДОО,ТК-Д 0,38-10;
- заземляющие устройства – ТК-ГЗУ, ВЗУ, КЗУ 0,38-35

До начала строительства ВЛ необходимо выполнить следующие работы: подъездные дороги к монтажным площадкам и площадкам временной стоянки строительной техники; устройств площадок временного складирования материалов; охрана труда рабочих должна обеспечиваться средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми администрацией предприятия, и выполнением мероприятий по коллективной защите рабочих.

Все строительно – монтажные работы должны выполняться с соблюдением требований СНиП 12-04-2002, "Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ" РД 153-34.3-03.285-2002.

Строительство участков вблизи сооружений, находящихся под напряжением, необходимо выполнять с соблюдением нормируемых расстояний от проводов до работающих машин и механизмов, их заземления и других мероприятий по обеспечению безопасности ведения работ в соответствии с ПОТ и ПТЭ.

Строительство ЛЭП-10 кВ и ТП-10/0,4 кВ является экологически чистым производством, поэтому специальные природоохранные мероприятия не предусматриваются.

Доставка конструкций, материалов и оборудования осуществляется по существующим автомобильным дорогам.

После производства строительных работ в местах пересечения с инженерными коммуникациями необходимо выполнить все отделочные работы по восстановлению нарушенного земляного покрова, провести благоустройство территории строительных площадок (при их наличии).

Освидетельствование работ, которые оказывают влияние на безопасность объекта капитального строительства и в соответствии с технологией строительства, реконструкции, капитального ремонта, контроль за выполнением которых не может быть проведен после выполнения других работ (далее – скрытые работы), оформляется актами освидетельствования скрытых работ по образцу, приведенному в приложении №3 (Приказ Ростехнадзора от 26.12.2006 №1128).

Выполнение работ должно осуществляться с соблюдением требований:

Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. №903н), СП 48.13330.2019 "Организация строительства", СНиП 12-03-2001 "Безопасность труда в строительстве", часть 1 "Общие требования", часть 2 "Строительное производство", ГОСТ 12.3.032-84 ССТБ "Работы электромонтажные. Общие требования безопасности", "Правилами безопасности при строительстве линий электропередачи и производства электромонтажных работ" (РД 153-34.3-03.285-2002), "Правилами противопожарного режима РФ", РД 153-34.0-03.421-2003 "Руководства по безопасному производству работ автомобильными подъемниками (вышками) на объектах электроэнергетики".

По СНиП 1.04.03-85* норма продолжительности строительства ЛЭП 10 кВ, общей протяженностью 4,35 км и строительства КТПН-10/0.4 кВ, определенная методом интерполяции, составляет 2,5 месяц. С учетом строительства на территории Амурской области (Кобл=1.2) и вблизи объектов под напряжением (Кнапр=1,02), продолжительность строительства составляет 3,0 месяца, в том числе подготовительный период 0,5 месяца.

При соблюдении всех предусмотренных мероприятий требования безопасности дорожного движения, установленные соответствующими техническими регламентами и национальными стандартами, не нарушаются.

Раздел 6 Мероприятия по охране окружающей среды

Проект разработан с учетом требований законодательства об охране природы и основ земельного законодательства Российской Федерации.

Проектируемые ЛЭП предназначены для передачи электроэнергии напряжением 10-0,4 кВ. Указанный технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в окружающую природную среду (как воздушную, так и водную).

В результате реализации планируемой деятельности произойдет краткосрочная и долгосрочная аренда земельных ресурсов. Краткосрочная аренда (временное пользование) – для организации строительства, долгосрочная аренда (постоянное пользование) под проектируемые объекты. Долгосрочной арендой земельных ресурсов является установка опор ВЛ и КТП, краткосрочная аренда – для организации строительства.

При выполнении землеройных работ может образоваться лишний грунт, который должен вывозиться с трассы в пониженные места рельефа или разравниваться на месте, исключая тем самым , заболачивания, размывы и засоление нарушенных земель.

Во время строительства и эксплуатации проектируемых объектов при условии соблюдения всех проектных решений и строительных норм, изменения состояния и свойств грунтов не произойдет (земли, на которых размещаются проектируемые объекты, не подвергаются ощутимому нарушению, затоплению, подтоплению, иссушению).

Мероприятия и ограничения, направленные на сохранение природной среды от вредных воздействий при реализации проекта:

В течении всего периода строительства и эксплуатации проектируемых объектов исключается создание новых автомобильных дорог.

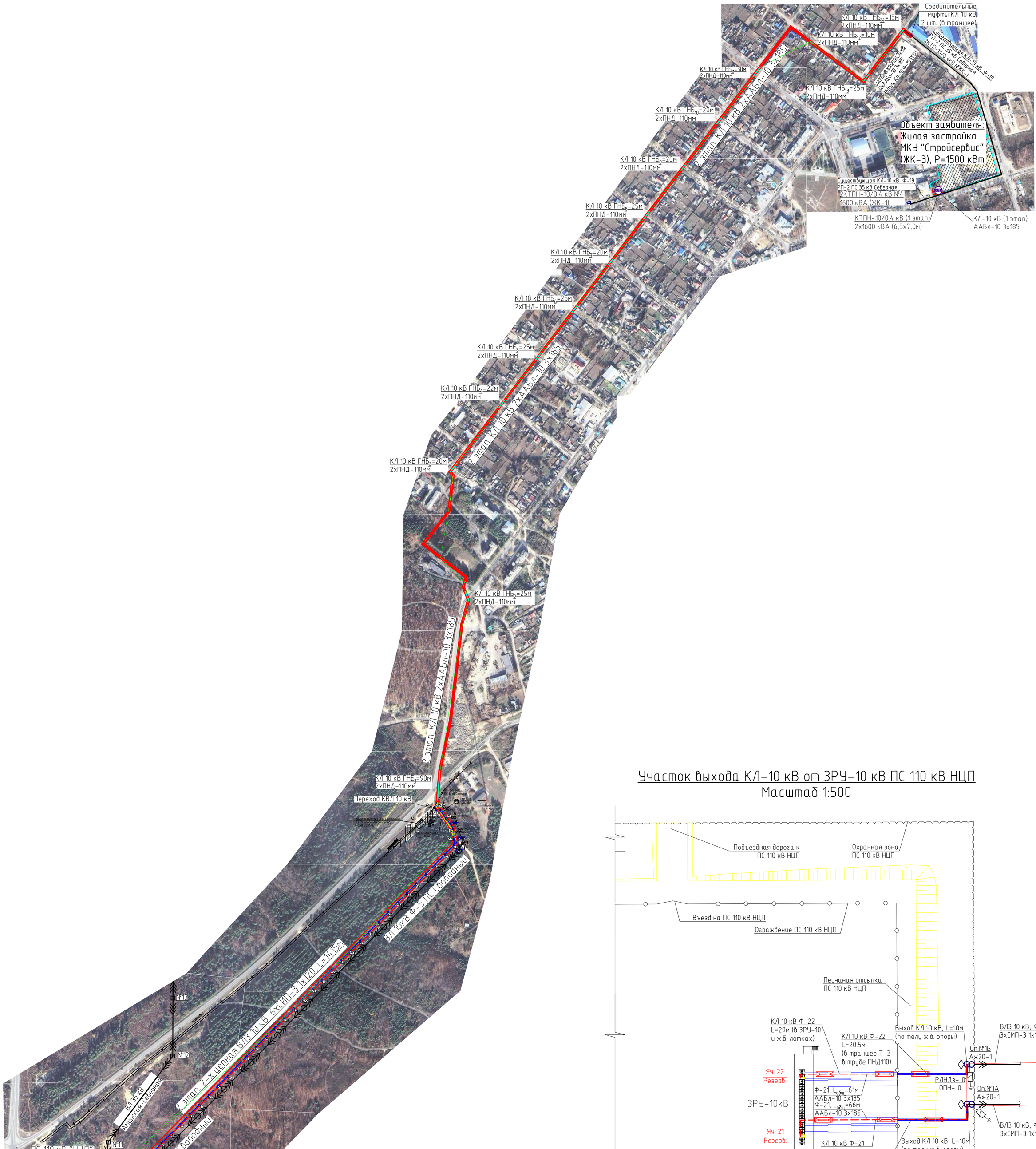
1. Выполнение строительно – монтажных работ исключительно в пределах полосы отвода.

2. График использования и передвижения строительных машин и механизмов составляется таким образом, чтобы исключить или минимизировать холостые перегоны техники, не связанные непосредственным выполнением строительных работ.

3. Выполнять своевременную рекультивацию земель, нарушаемых при строительстве объекта.

В нормальном режиме эксплуатации ЛЭП 10 кВ и ТП 10/0,4 кВ воздействие на атмосферный воздух с точки зрения его загрязнения не оказывается. Проектируемые объекты не являются источниками шума, т.к. на проводах данного напряжения не возникают местные коронные разряды, являющиеся источниками шума. Уровень шумового воздействия создаваемый трансформаторами ТП 10/0,4 кВ не превышает допустимые нормы, поэтому проектом не предусматривается проведение специальных шумозащитных мероприятий.

Обзорный план трассы КВЛ-10 кВ (ЖК-3, г.Свободный)
Масштаб 1:5 000



2 этап
Выход КЛ 10 кВ из ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ НЦП
Силовые кабели 10 кВ ААБл-10 3х185
$L_{ф-21}$=66м, $L_{ф-22}$=61м,

Участок выхода КЛ-10 кВ от ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ НЦП
Масштаб 1:500

Примечания:
1. Длина проектируемых кабельных участков 10 кВ Ф-21 и Ф-22 Lобщ дана с учетом запаса 2,5 % на прокладку змейкой.

Условные обозначения:

- КТПН — *трансформаторная подстанция 10/0,4кВ (в числителе -номер ТП, в знаменателе- мощность);*
- *объект заявителя;*
- *существующая ВЛ 35 кВ;*
- *существующая ВЛ 10 кВ;*
- *проектируемая ВЛ-10 кВ;*
- *проектируемая КЛ-10 кВ;*
- *границы зем. участка для строительства*

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	12	45

Обзорный план трассы КВЛ-10 кВ. Участок выхода КЛ-10 кВ от ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ НЦП

ДРСК Амурские электрические сети

Взам. инв.№ | Подп. и дата | Инв.№ подл.

Формат А1



Координаты углов корпуса КТПН (система координат – МСК28)		
	X	Y
	КТПН 2х1600 10/0.4кВ (ЖК-3)	
1	579179.9507	3328851.7701
2	579182.0706	3328858.4414
3	579175.8722	3328860.3983
4	579173.7522	3328853.7270

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	13	46

План посадки 2КТПН и прокладки КЛ-10 кВ
1 этап. Каталог координат ТП

ДРСК
Амурские электрические сети

Формат А4

Схема расположения участков КВЛ-10 кВ



Ведомость проектируемых опор ВЛЗ-10 кВ Ф-21, 22 ПС 110 кВ НЦП Таблица 1.

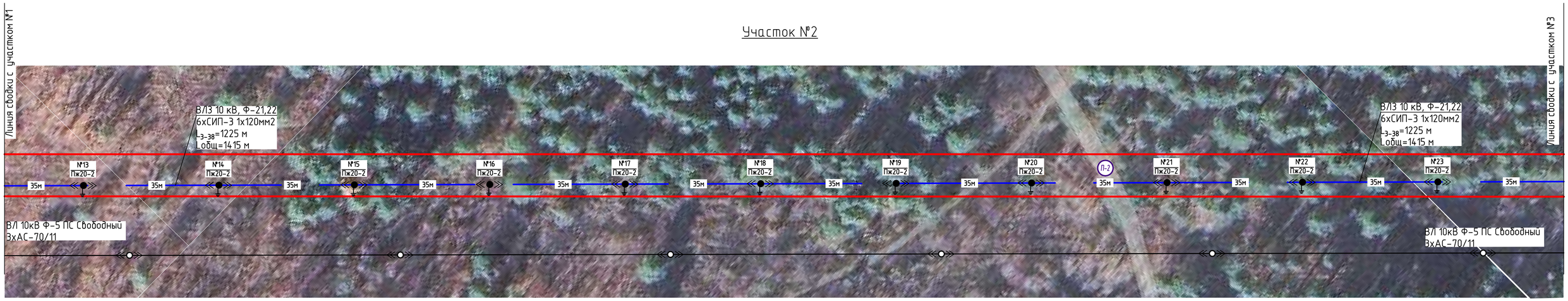
№ на плане	Обозначение	Наименования опор	Кол-во
2А, 2Б	Шифр 12-019-02	Промежуточная одноцепная опора Пж20-1	2
1А, 1Б, 42А, 42Б	Шифр 12-019-03	Анкерная (концевая) одноцепная опора Аж20-1	4
4-37, 39, 41	Шифр 12-019-05	Промежуточная двухцепная опора Пж20-2	36
3, 38, 40*	Шифр 12-019-07	Угловая анкерная двухцепная опора УАж20-2	3

Примечания:
*- На опоре №40 УАж20-1 предусмотрена установка надставки ТС-5 (3.407.1-143.8.71).

Условные обозначения:
- ТП – трансформаторная подстанция 10/0,4кВ (в числителе -номер ТП, в знаменателе- мощность);
- существующая ж.б. опора;
- проектируемая ж.б. опора;
- объект заявителя;
- прибор учета электрической энергии;
- заземляющее устройство;
- существующая ВЛ 35 кВ;
- существующая ВЛ 10 кВ;
- проектируемая ВЛ-10 кВ;
- проектируемая КЛ-10 кВ;
- проектируемый разъединитель 10 кВ;
- комплект ограничителей перенапряжения 10 кВ;
- границы зем. участка для строительства

Участок №1

Участок №2



Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Солодьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	14	46

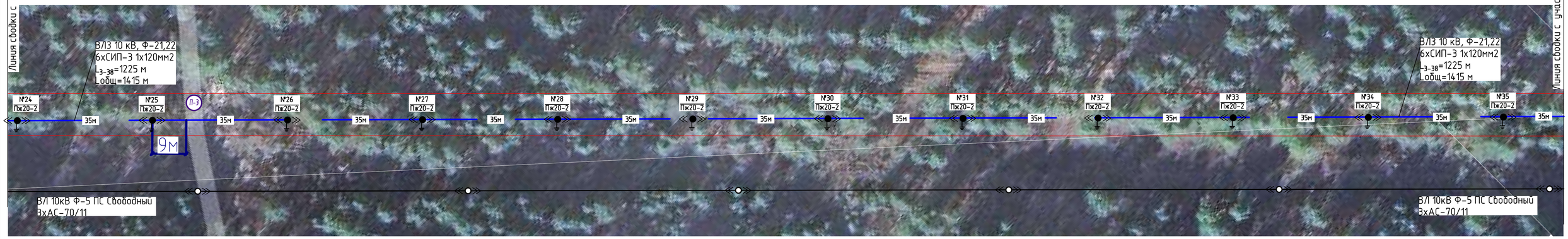
План трассы КВЛ-10 кв. 2 этап.
Масштаб 1:500

ДРСК Амурские электрические сети

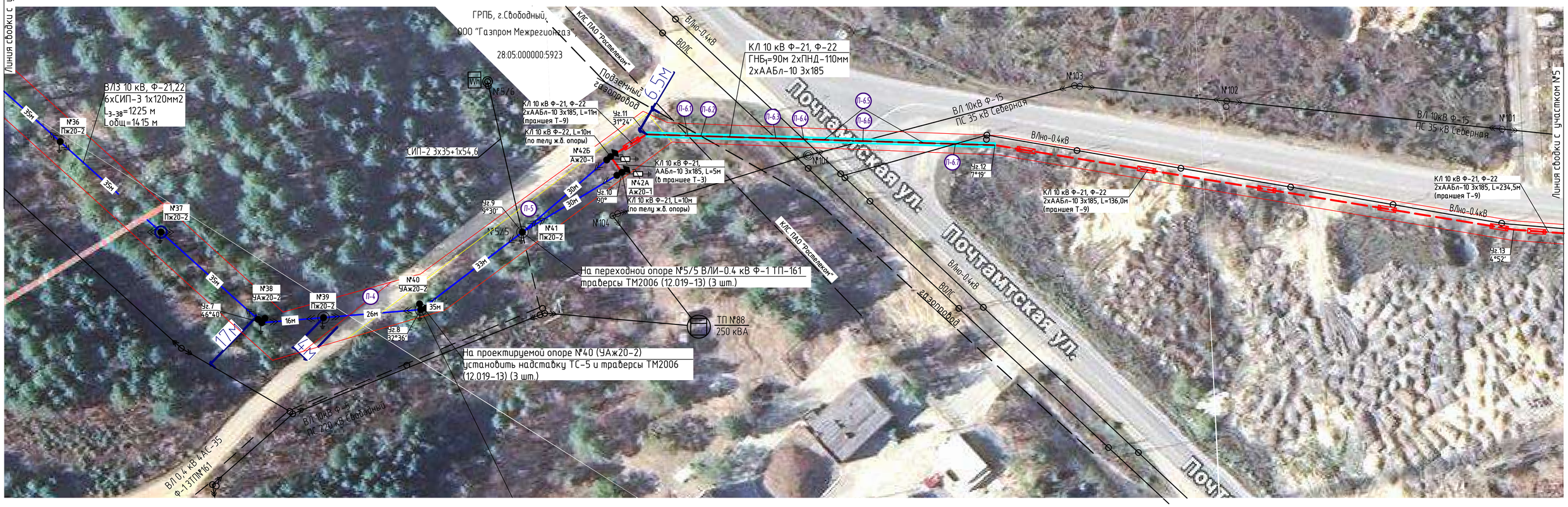
Формат А1

Взам. инв.№ | Подп. и дата | Инв.№ подл.

Участок №3



Участок №4

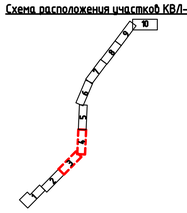


Внимание!

Работы по устройству пересечений проектируемых КЛ-10 кВ с инженерными коммуникациями (подземный кабель связи и ВОЛС ПАО "Ростелеком", подземный газопровод и автомобильная дорога ул.Почтамтская, электрические сети ВЛ-0.4 кВ освещения улично-дорожной сети, ВЛ-10 кВ Ф-15 ПС 35 кВ Северная) проводить строго в присутствии представителей эксплуатирующих организаций.

Для вызова представителя необходимо направить письменное обращение в адрес эксплуатирующей организации за 10 дней до начала производства работ.

Схема расположения участков КВЛ-10 кВ

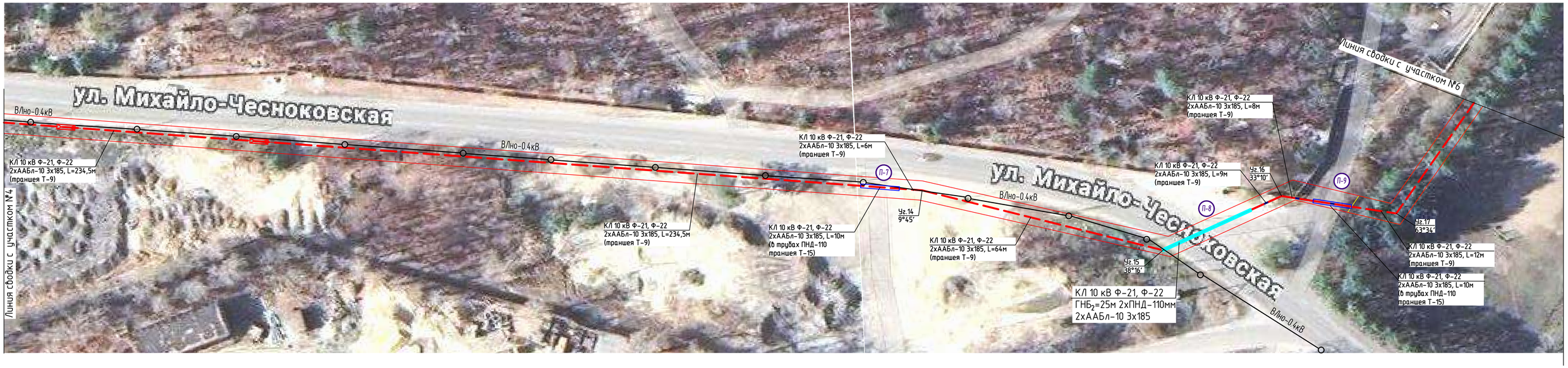


						3115-11-10/25.РД	
						Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разработал		Сибалапов			06.25	Рабочая документация	Стадия: РД; Лист: 15; Листов: 46
Проверил		Солобьева			06.25		
						План трассы КВЛ-10 кВ. 2 этап. Масштаб 1:500	ДРСК Амурские электрические сети

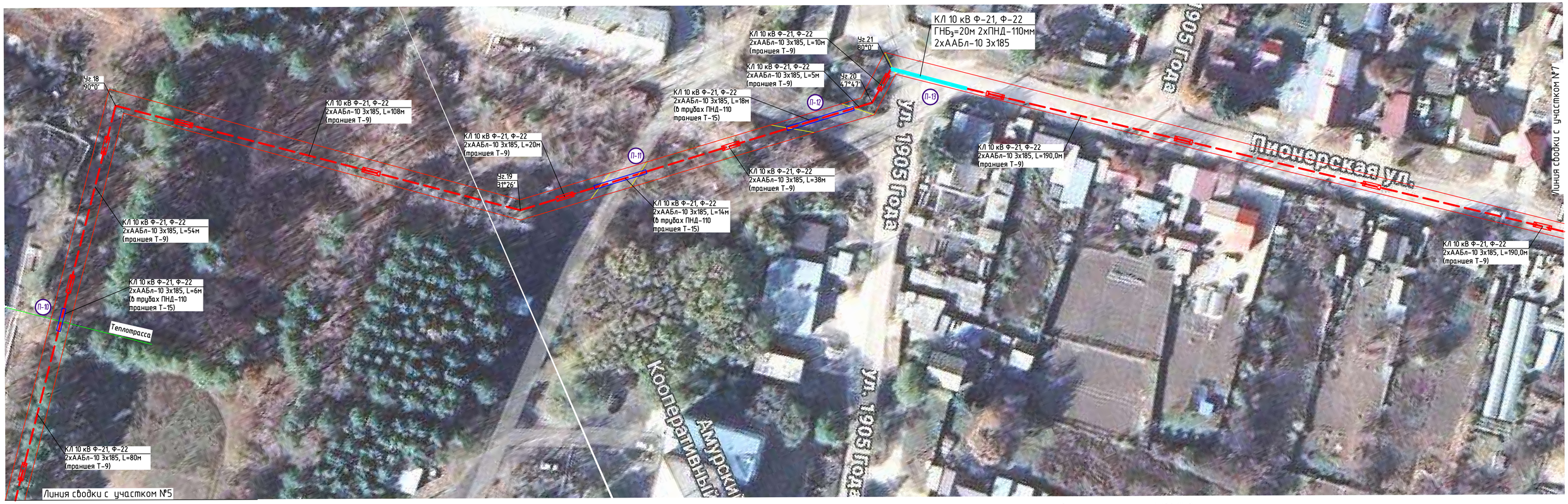
Инв.№ подл. | Подп. и дата | Взам. инв.№

Формат А1

Участок №5



Участок №6

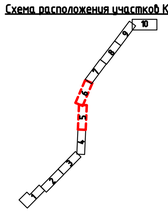


Внимание!

Работы по устройству пересечений проектируемых КЛ-10 кВ с инженерными коммуникациями (подземный кабель связи ПАО "Ростелеком", автомобильные дороги г.Свободный, тепловые сети от котельной №2) проводить строго в присутствии представителей эксплуатирующих организаций.

Для вызова представителя необходимо направить письменное обращение в адрес эксплуатирующей организации за 10 дней до начала производства работ.

Схема расположения участков КВЛ-10 кВ



Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Солобьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	16	46

План трассы КВЛ-10 кВ. 2 этап.
Масштаб 1:500

ДРСК Амурские электрические сети

Формат А1

Инв.№ подл. | Подп. и дата | Взам. инв.№

Участок №7



Участок №8

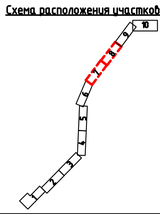


Внимание!

Работы по устройству пересечений проектируемых КЛ-10 кВ с инженерными коммуникациями (подземный кабель связи ПАО "Ростелеком", автомобильные дороги г.Свободный) проводить строго в присутствии представителей эксплуатирующих организаций.

Для вызова представителя необходимо направить письменное обращение в адрес эксплуатирующей организации за 10 дней до начала производства работ.

Схема расположения участков КВЛ-10 кВ



						3115-11-10/25.РД		
						Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)		
Изм.	Колич.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разработал		Сибалапов			06.25	Рабочая документация	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Солобьева			06.25		РД	17	46
						План трассы КВЛ-10 кВ. 2 этап. Масштаб 1:500	ДРСК Амурские электрические сети	

Инв.№ подл. | Подп. и дата | Взам. инв.№

Формат А1

Участок №9



Участок №10



Схема расположения участков КВЛ-10 кВ

Внимание!

Работы по устройству пересечений проектируемых КЛ-10 кВ с инженерными коммуникациями (подземный кабель связи ПАО "Ростелеком", автомобильные дороги г.Свободный) проводить строго в присутствии представителей эксплуатирующих организаций.

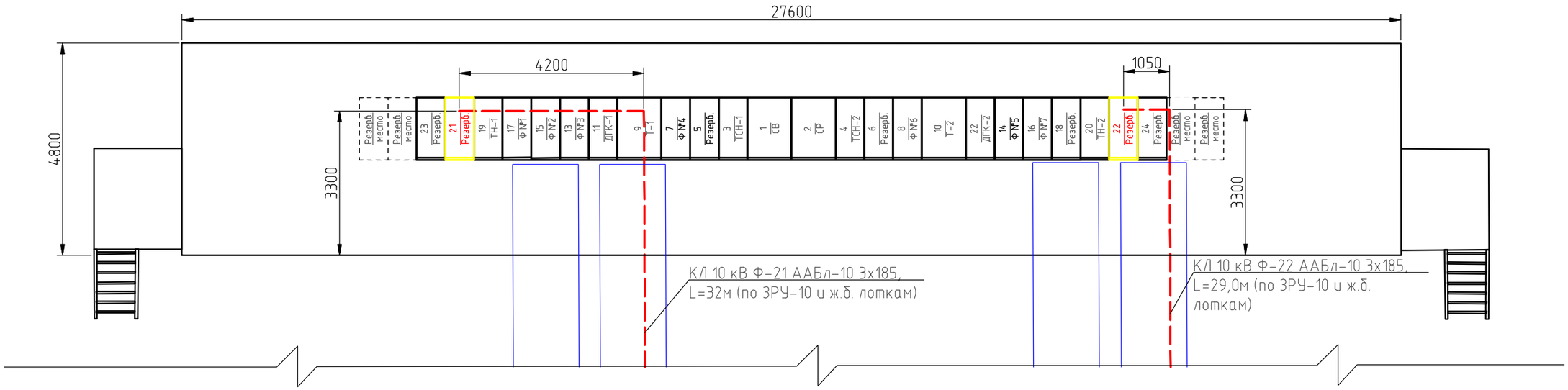
Для вызова представителя необходимо направить письменное обращение в адрес эксплуатирующей организации за 10 дней до начала производства работ.

						3115-11-10/25.РД	
						Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)	
Изм.	Колич.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разработал		Сыболапов			06.25	Рабочая документация	Стадия: РД; Лист: 18; Листов: 46
Проверил		Солобьева			06.25		
						План трассы КВЛ-10 кВ. 2 этап. Масштаб 1:500	ДРСК Амурские электрические сети

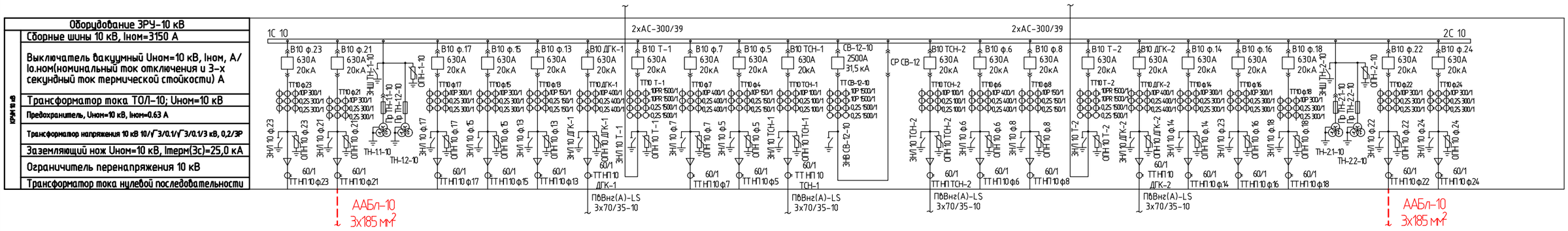
Инв.№ подл. | Подп. и дата | Взам. инв.№

Формат А1

План ввода КЛ-10 кВ в ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ "НЦП". Масштаб 1:100



Однолинейная схема соединений ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ "НЦП"



Номер ячейки		27	25	23	21	19	17	15	13	11	9	7	5	3	1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
Диспетчерское наименование	ЗРУ-10 кВ	Неиспользуемый резерв	Неиспользуемый резерв	Резерв	О/Л №21	ТН-1	О/Л №1	О/Л №2	О/Л №3	ДГК-1	Т-1	О/Л №4	Резерв	ТСН-1	СВ	СР	ТСН-2	Резерв	О/Л №6	Т-2	ДГК-2	О/Л №5	О/Л №7	Резерв	ТН-1	О/Л №21	Резерв	Неиспользуемый резерв	Неиспользуемый резерв
Кабель		-	-	-	ААБл-10 3х185	-				ПвВнг(А)-LS 3х70/35-10	2xAC-300/39		-	ПвВнг(А)-LS 3х70/35-10	-	-	ПвВнг(А)-LS 3х70/35-10	-		2xAC-300/39	ПвВнг(А)-LS 3х70/35-10			-	-	ААБл-10 3х185	-	-	-
Установленная мощность присоединения, кВА					3200					860	25000			160			160			25000	860					3200			
Диапазон изменения рабочего тока, А		-	-	-	93-190.5	-	104.4-177	135-246	103,5-132	15-135	370-1375	129.6-296	-	2-9	370-756	370-756	2-9	-	92,7-121	370-1375	15-135	131,4-296	134,1-250	-	-	93-190.5	-	-	-
Длительно допустимая токовая нагрузка присоединения, А		-	-	300 (ТТ)	275 (каб)	-	200 (ТТ)	300 (ТТ)	150 (ТТ)	255 (каб)	1420 (провод)	400 (ТТ)	-	12 (ТСН)	1500 (ТТ)	-	12 (ТСН)	-	150 (ТТ)	1420 (провод)	255 (каб)	300 (ТТ)	300 (ТТ)	-	-	300 (ТТ)	-	-	-

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	19	46

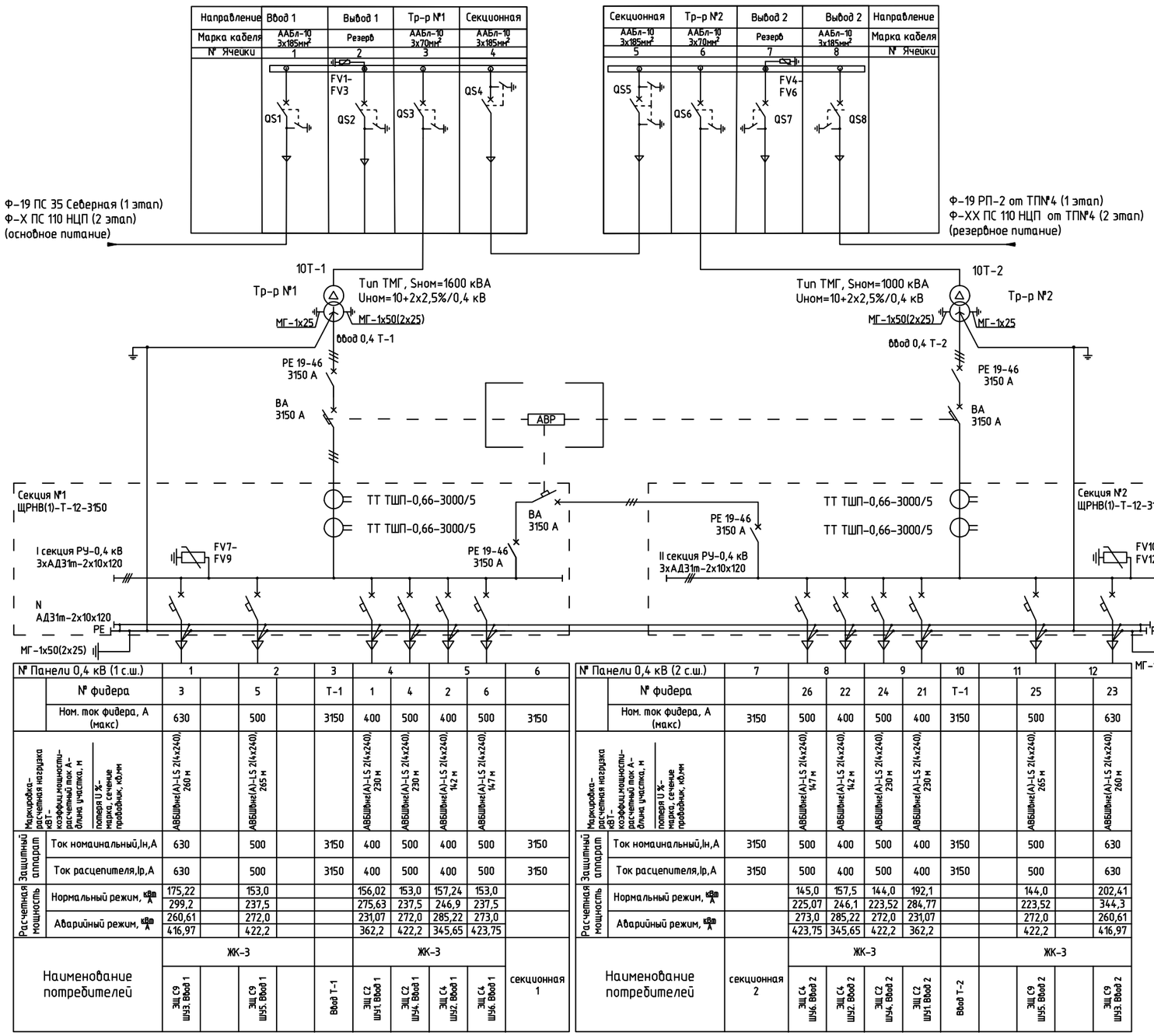
План ввода КЛ-10 кВ в ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ "НЦП". Однолинейная схема соединений ЗРУ-10 кВ ПС 110 кВ "НЦП"

ДРСК Амурские электрические сети

Взам. инв.№ | Подп. и дата | Инв.№ подл.

Формат А3

ТП № (ЖК-3) 2КТПН-1600/10/0,4



№ Панели 0,4 кВ (1 с.ш.)		1		2		3	4		5		6
	№ фидера	3		5		Т-1	1	4	2	6	
	Ном. ток фидера, А (макс)	630		500		3150	400	500	400	500	3150
Марка кабеля-расчетная нагрузка кВт-коэффиц.мощности-расчетный ток А-длина участка, м потеря U %-марка, сечение проводник, кВ.км		АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 260 м		АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 265 м			АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 230 м	АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 230 м	АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 142 м	АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 147 м	
Защитный аппарат	Ток номинальный,Iн,А	630		500		3150	400	500	400	500	3150
	Ток расцепителя,Iр,А	630		500		3150	400	500	400	500	3150
Расчетная мощность	Нормальный режим, кВА	175,22		153,0			156,02	153,0	157,24	153,0	
		299,2		237,5			275,63	237,5	246,9	237,5	
	Аварийный режим, кВА	260,61		272,0			231,07	272,0	285,22	273,0	
		416,97		422,2			362,2	422,2	345,65	423,75	
Наименование потребителей		ЖК-3					ЖК-3				
		ЭЩ С9 ШУ3. Ввод 1		ЭЩ С9 ШУ5. Ввод 1		Ввод Т-1	ЭЩ С2 ШУ1. Ввод 1	ЭЩ С2 ШУ4. Ввод 1	ЭЩ С4 ШУ2. Ввод 1	ЭЩ С4 ШУ6. Ввод 1	секционная 1

№ Панели 0,4 кВ (2 с.ш.)		7	8		9		10	11		12
	№ фидера		26	22	24	21	Т-1	25		23
	Ном. ток фидера, А (макс)	3150	500	400	500	400	3150	500		630
Марка кабеля-расчетная нагрузка кВт-коэффиц.мощности-расчетный ток А-длина участка, м потеря U %-марка, сечение проводник, кВ.км		АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 147 м	АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 142 м		АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 230 м	АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 230 м		АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 265 м		АВБШвнг(А)-LS 2(4х240) 260 м
Защитный аппарат	Ток номинальный,Iн,А	3150	500	400	500	400	3150	500		630
	Ток расцепителя,Iр,А	3150	500	400	500	400	3150	500		630
Расчетная мощность	Нормальный режим, кВА		145,0	157,5	144,0	192,1		144,0		202,41
			225,07	246,1	223,52	284,77		223,52		344,3
	Аварийный режим, кВА		273,0	285,22	272,0	231,07		272,0		260,61
			423,75	345,65	422,2	362,2		422,2		416,97
Наименование потребителей		секционная 2	ЖК-3					ЖК-3		
			ЭЩ С4 ШУ6. Ввод 2	ЭЩ С4 ШУ2. Ввод 2	ЭЩ С2 ШУ4. Ввод 2	ЭЩ С2 ШУ1. Ввод 2	Ввод Т-2	ЭЩ С9 ШУ5. Ввод 2		ЭЩ С9 ШУ3. Ввод 2

Условное обозначение	Наименование	Кол-во
QS1-QS3, QS6, QS8	Выключатель нагрузки ВНА-10/630 II 20э	4
QS5	Выключатель секционный ВНА-10/630 II 20-2э	1
QS4	Выключатель секционный ВНА-10/630 II 20э	1
FV1-FV6	Ограничитель перенапряжения ОПНп-10/12,7/10/1	6
FV7-FV12	Ограничитель перенапряжения ОПНп-0,4 кВ	6

Примечание:

1) На главных вводах 0,4 кВ установить приборы учета (ПУ) типа НАРТИС-И300-W133-2-A5SR1- 230-5-10A-TN-RS485-P1- EHLMOQ1V3Z/1-D, всего – 2 шт. ПУ со встроенным GSM-модулем.
ПУ по отходящим фидерам не предусмотрены.

2) Место установки ПУ – в шкафах учета.

3) Марка приборов учета электроэнергии может быть заменена на оборудование с аналогичными характеристиками, при условии согласования с техническим заказчиком АО "ДРСК".

4) В панелях 0,4 кВ предусмотрено:
- автоматические выключатели 0,4 кВ отходящих фидеров – 12 шт., с возможностью присоединения до 4-х силовых кабелей 0,4 кВ к зажимам одного выключателя через комплекты расширителей выводов;
- трансформаторы тока типа ТШП-0,66, класс точности – 0,5s (по 6 шт. на вводах трансформаторов к приборам коммерческого учета электрической энергии и измерительным приборам.
- прокладка цепей вторичной коммутации от ТТ-0.4 до ШУЭЭ предусмотрена кабелем марки ВВгнг-0.66-2х2.5мм2 по ГОСТ 31996-2012.
Коэффициенты трансформации ТТ см. таблицу 3 – "Характеристика трансформаторов тока РУНН".

5) Данные по нагрузкам отходящих линий приняты согласно альбома рабочей документации "Жилая застройка в границах улиц Мухина – Михайло-Чесноковская – Шатковского – Шевченко в Центральном районе г.Свободный Амурской области (ЖК-3). Наружные сети электроснабжения" шифр АГХК.3493-ЭС (ООО "Ант Проект" г. Новосибирск).

Таблица 3 – Характеристика трансформаторов тока РУНН

2КТПНу-1600-10/0,4 № (ЖК-3)			
№ секции РУ-0,4 кВ	№ фидера 0,4 кВ	Тип ТТ	Коэффициент трансформации
1	Главный	ТШП-0,66	3000/5
2	Главный	ТШП-0,66	3000/5

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Строительство ТП (ЖК-3) 2КТПН-1600/10/0,4

Стадия	Лист	Листов
РД	20	46

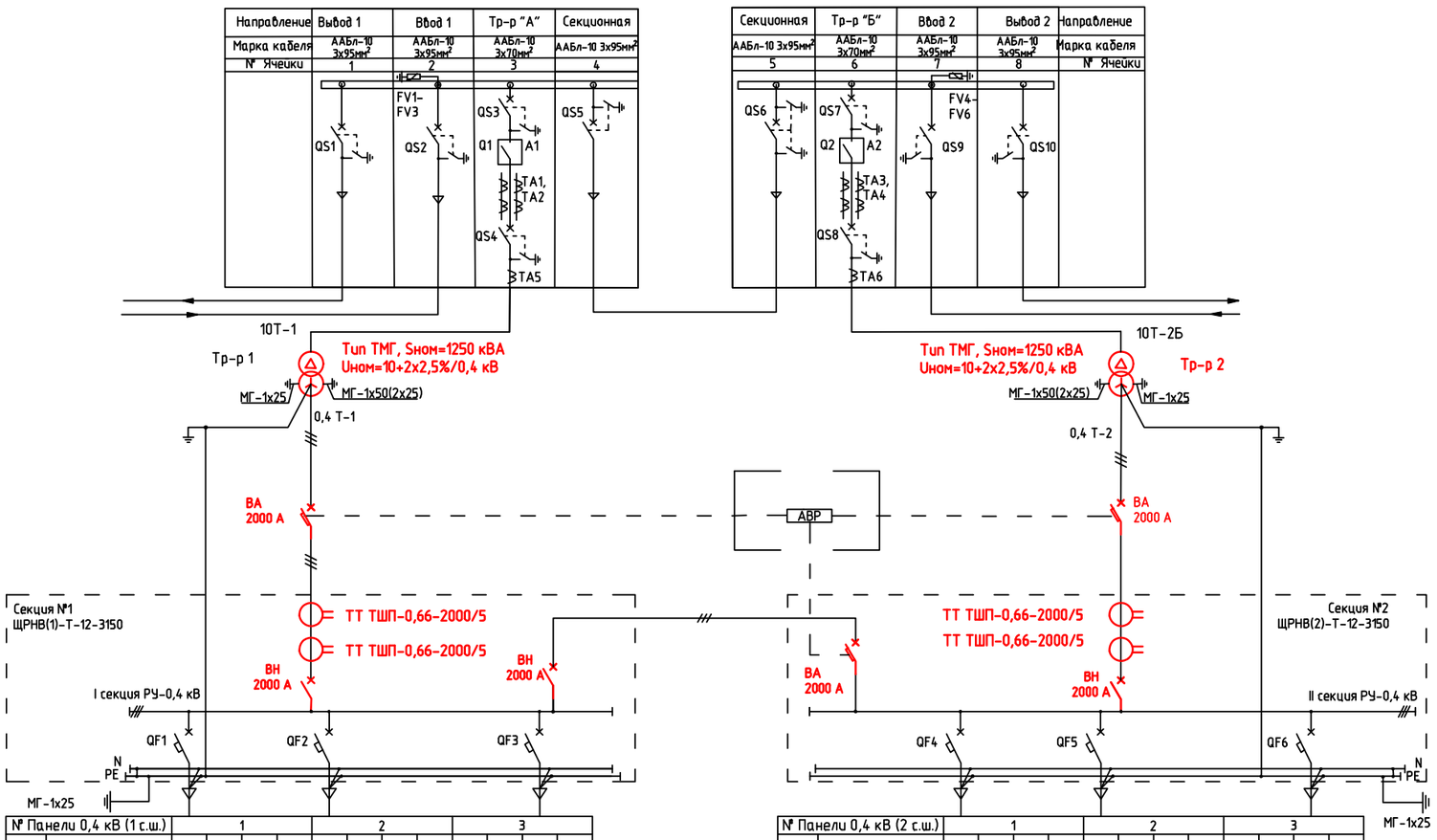
Однолинейная схема главных цепей КТП (ЖК-3). Строительство

ДРСК Амурские электрические сети

Взам. инв.№ | Подп. и дата | Инв.№ подл.

Формат А3

ТП №18.1 2КТПНу-1250/10/0,4



№ Панели 0,4 кВ (1 с.ш.)		1				2				3			
	№ фидера	1				5						ЩСН-1	
	Ном. ток фидера, А (макс)	1600				400							
Маркировка-расчетная нагрузка кВт-коэффиц.мощности-расчетный ток А-длина участка, м / потеря U %-марка, сечение проводник, кВ.мм													
Защитный аппарат	Ток номинальный,In,A	1600				400						16	
	Ток расцепителя,Ip,A	1600				400						16	
Расчетная мощность	Нормальный режим, кВА / А	497,98 / 789,1				88,81 / 146,84							
	Аварийный режим, кВА / А	995,96 / 1561,85				177,62 / 293,68							
Наименование потребителей		Центр культуры и досуга											
		ЦКиД ГРЩ-1 Ввод 1				ЦКиД ВРУ-ППУ Ввод 1						Орион-РТ3	
Конденсаторная установка, кВар		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ Панели 0,4 кВ (2 с.ш.)		1				2				3			
	№ фидера	2				6						ЩСН-2	
	Ном. ток фидера, А (макс)	1600				400							
Маркировка-расчетная нагрузка кВт-коэффиц.мощности-расчетный ток А-длина участка, м / потеря U %-марка, сечение проводник, кВ.мм													
Защитный аппарат	Ток номинальный,In,A	1600				400						16	
	Ток расцепителя,Ip,A	1600				400						16	
Расчетная мощность	Нормальный режим, кВА / А	497,98 / 789,1				88,81 / 146,84							
	Аварийный режим, кВА / А	995,96 / 1561,85				177,62 / 293,68							
Наименование потребителей		Центр культуры и досуга											
		ЦКиД ГРЩ-1 Ввод 2				ЦКиД ВРУ-ППУ Ввод 2						Орион-РТ3	
Конденсаторная установка, кВар		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Условное обозначение	Наименование	Кол-во
QS1, QS2, QS9, QS10	Выключатель нагрузки ВНА-10/630 II 20з	4
QS3-QS4, QS7-QS8	Разъединитель РВЗ-II-10/630	4
QS6	Выключатель секционный ВНА-10/630 II 20-2з	1
QS5	Выключатель секционный ВНА-10/630 II 20з	1
FV1-FV6	Ограничитель перенапряжения ОПНп-10/12,7/10/1	6
TA1-TA4	Трансформаторы тока ТОЛ-10-11-0,5/10Р/10Р-100/5	4
TA5, TA6	Трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛМ-1-1	2
Q1, Q2	Вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 с блоком управления TER_CM_16_2(220-2)	2
A1, A2	Микропроцессорная защита Орион-РТ3	2

Примечание:

1) В рамках замены трансформаторов предусмотрено:
- замена силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 1600 кВА на 1250 кВА.
- замена вводных и секционного автоматических выключателей 0,4 кВ – 3 шт.;
- замена вводных и секционного выключателей нагрузки –3 шт.;
- замена трансформаторов тока типа ТШП-0,66, класс точности – 0,5s (по 6 шт. на вводах 0.4 кВ, всего – 12 шт. (см. таблицу 3 – "Характеристика трансформаторов тока РУНН ТП №18.1).

2) Демонтированное оборудование транспортировать для применения в ТП ЖК-3.

3) Оборудования для монтажа принять от демонтажа из ТП для ЖК-3.

4) Работы по замене трансформаторов организовать с минимальным отключением питания потребителей электрической энергии, с поочередной заменой оборудования в 1 и 2 секциях.

Таблица 3 – Характеристика трансформаторов тока РУНН ТП №18.1

2КТПНу-1250-10/0,4 №18.1			
№ секции РУ-0,4 кВ	№ фидера 0,4 кВ	Тип ТТ	Коэффициент трансформации
1	Главный	ТШП-0,66	2000/5
2	Главный	ТШП-0,66	2000/5
1	1	ТШП-0,66	1600/5
2	2	ТШП-0,66	1600/5
1	5	ТШП-0,66	400/5
2	6	ТШП-0,66	400/5

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			05.25
Проверил		Соловьева			05.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

ТП №18.1
2КТПНу-1250/10/0,4

Стадия	Лист	Листов
РД	21	46

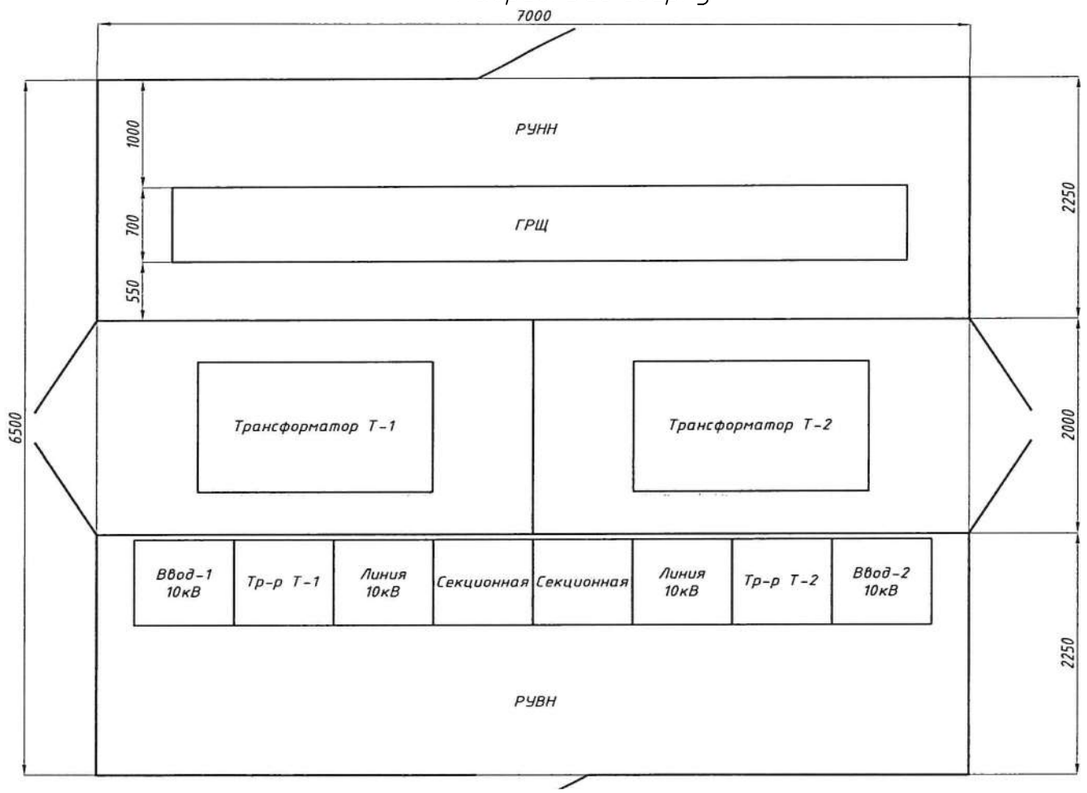
Однолинейная схема главных цепей КТП (ЦКиД). Замена трансформаторов

ДРСК Амурские электрические сети

Формат А3

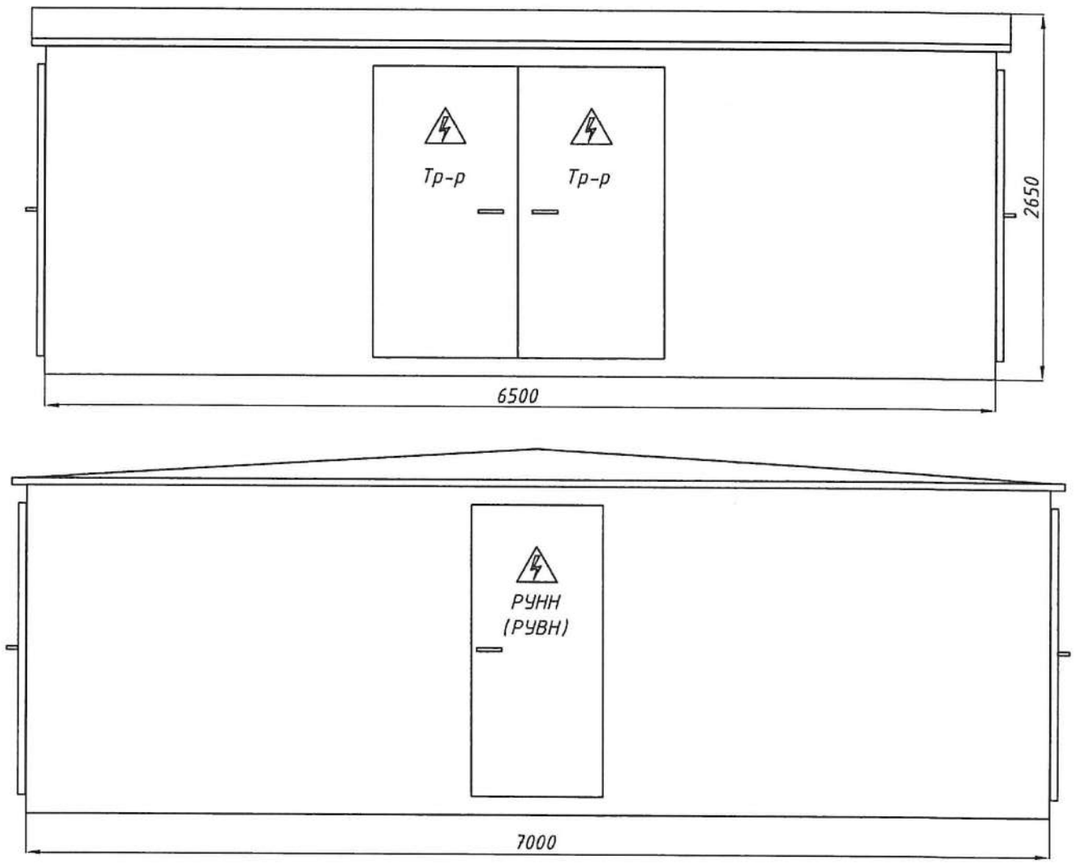
2КТПН-П-КК-1600/10/0.4 (металл) (ЖК-3)

Разрез. Вид сверху



2КТПН-П-КК-1600/10/0.4 (металл) (ЖК-3)

Фасад А-Б, Фасад 1-2, (2-1)



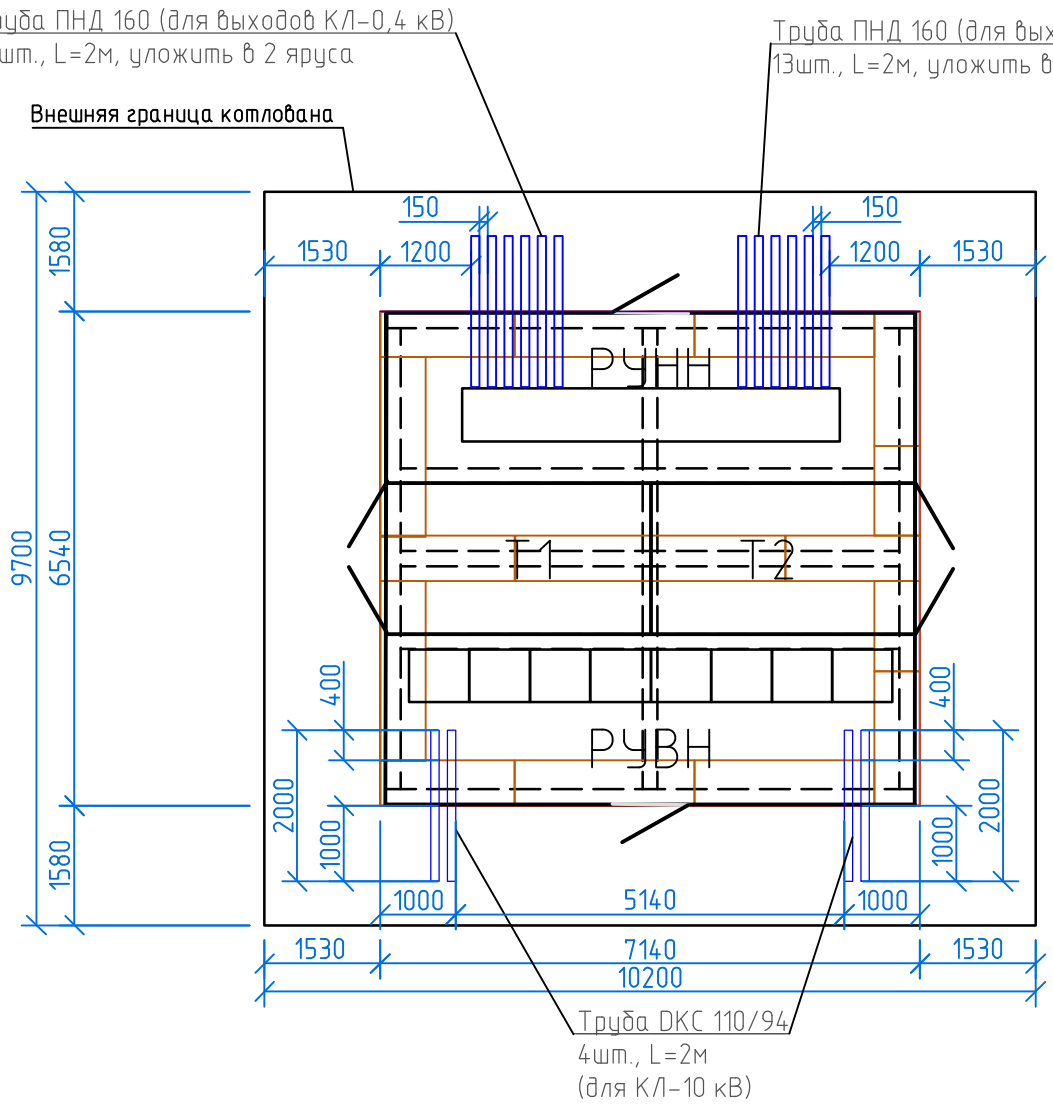
Примечание:

1. Освещение внутри КТПН осуществляется светодиодными светильниками, установленными в РУНН и в РУВН по 2 шт., и в трансформаторных камерах по 1 шт.
2. Корпус и крыша КТПН выполнены из стальных листов толщиной 2 мм.
3. Цвет металлоконструкций КТПН – RAL 7004.
4. В комплект КТПН входит металлический маслоприемник вмещающий 100 % объема масла трансформатора согласно ПУЭ 7 изд.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	3115-11-10/25.РД			
Разраб.		Сиволапов			06.25	Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Соловьева			06.25		РД	22	46
						Компоновочный чертеж 2КТПН-1600-10/0,4 кВ	ДРСК Амурские электрические сети		

Взам. инв.№ | Подп. и дата | Инв.№ подл.

Формат А3



Примечания:

1. Раскладку труб проводить совместно с этапом подготовки щебеночного основания под фундамент КТП.
2. Для исключения проникновения в полость труб грунта при производстве работ и воды, при возможном выпадении осадков, торцы закрыть ветошью и герметичным пакетом, до момента протяжки силовых кабелей.
3. После затяжки кабели в трубах уплотнить с двух сторон по чертежу А11-2011.43 по варианту 2 (уплотнение однокомпонентной огнестойкой пеной Bau Master EI240).

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

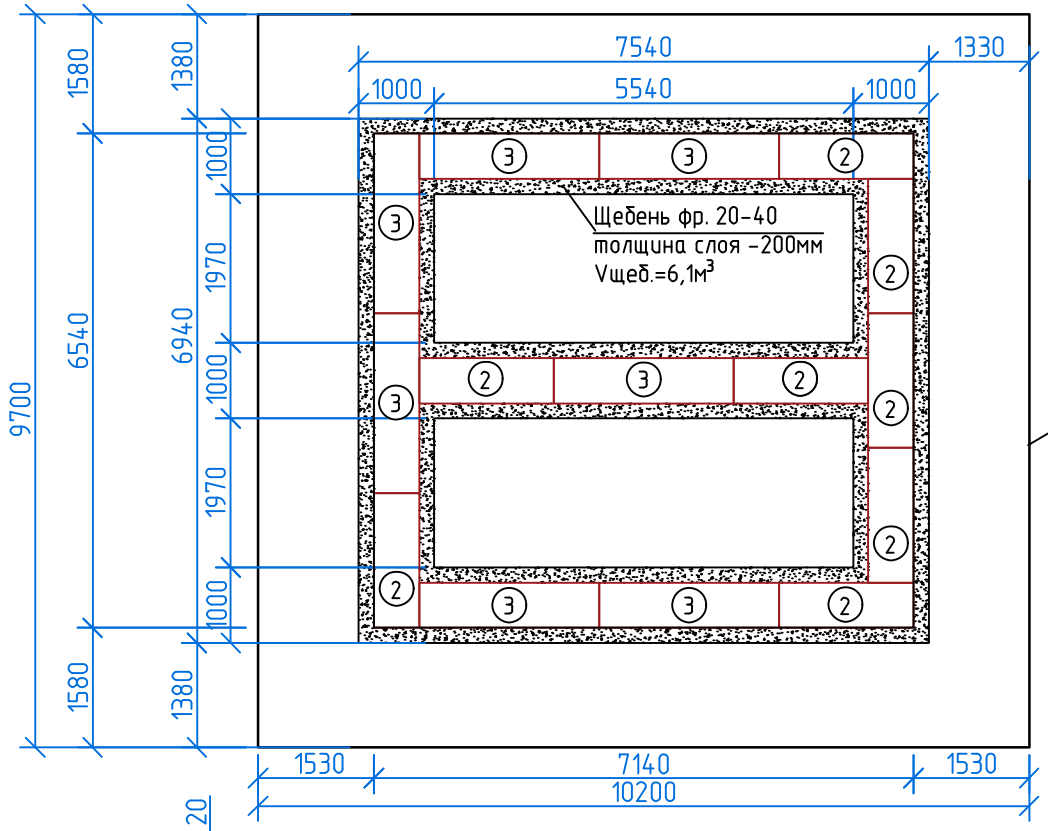
Стадия	Лист	Листов
РД	23	46

План раскладки труб для ввода кабельных линий 10 и 0,4 кВ в ТП

ДРСК Амурские электрические сети

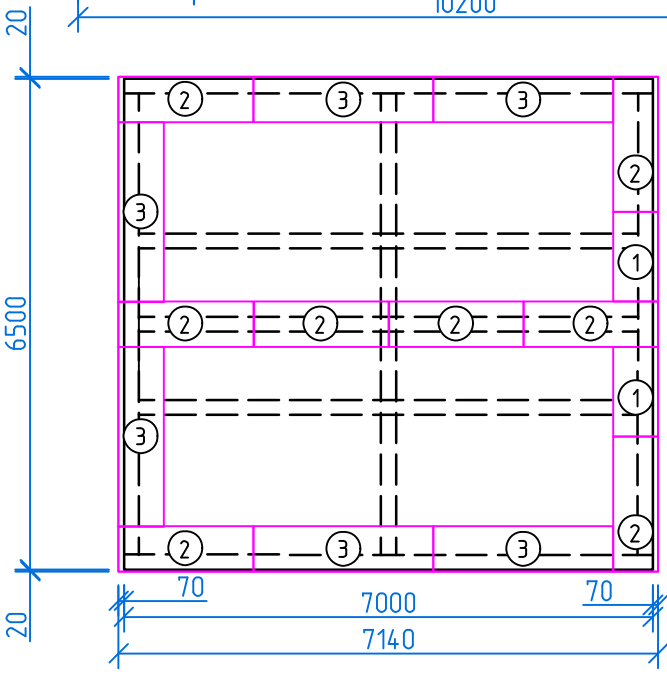
Формат А4

Схема фундамента под 2КТПН-10/0.4кВ заглубленного типа



Раскладка блоков
1 ряд (нижний)

Внешняя граница котлована, H=1,2м, V=118.73м3



Раскладка блоков
2 ряд (верхний)

Экспликация блоков ФБС

1	ФБС 12.6.6-т (2 шт.)
2	ФБС 18.6.6-т (16 шт.)
3	ФБС 24.6.6-т (13 шт.)

Примечание

1. Раму КТП приварить по месту к монтажным петлям блоков. Соединительные элементы – полоса 40х4мм.
2. Электроды для сварки Э42 ГОСТ 9467-75.
3. Фундамент рекомендуется для площадок, сложенных грунтами с нормативными значениями прочностных и деформативных характеристик, приведенных в табл. 1 и 2 приложения 1 СНиП 2.02.01-83 за исключением сильнопучинистых грунтов, к которым могут быть отнесены супеси, суглинки и глины с показателем консистенции J>0,5 на площадках, для которых разница расстояния от поверхности планировки до уровня грунтовых вод и расчетной глубиной промерзания менее 1,5 м.

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

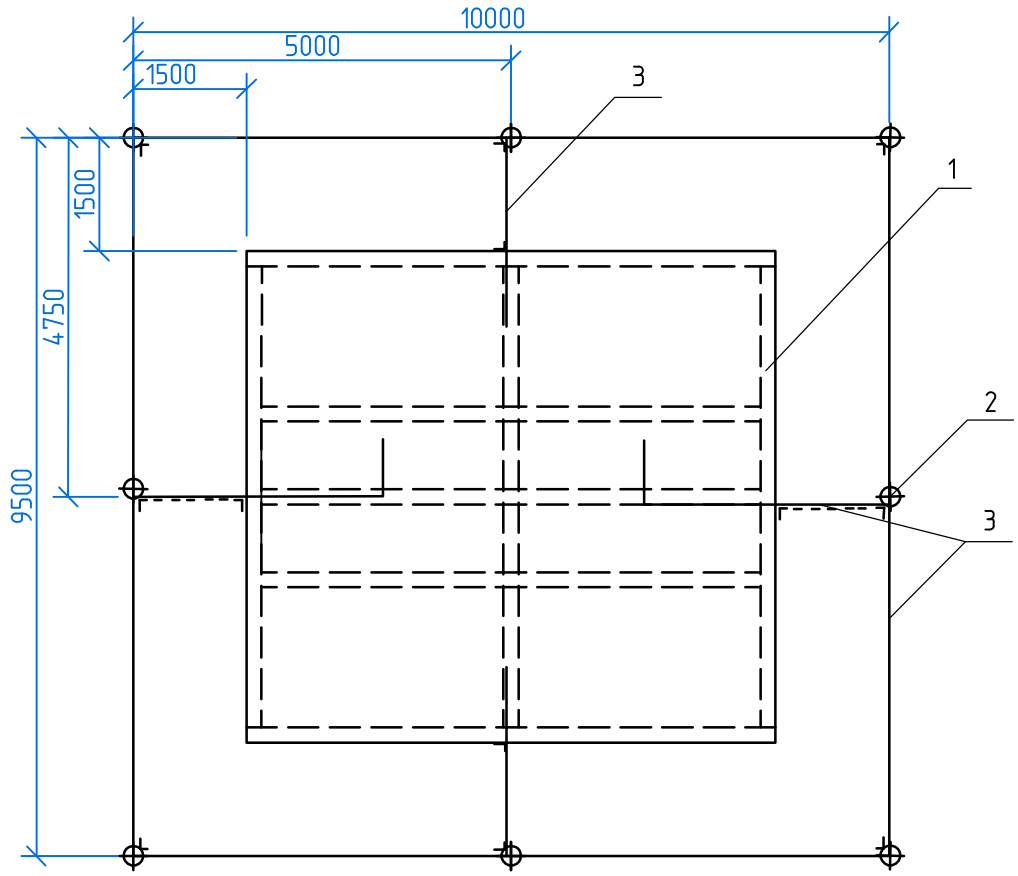
Стадия	Лист	Листов
РД	24	46

Конструктивное выполнение фундамента 2КТПН (6,5х7,0м)

ДРСК Амурские электрические сети

Формат А4

Схема контура заземления 2КТПН



Обозначения:

1– Рама 2КТПН-КК-10/0,4;

2– Вертикальный электрод, сталь Ф16 мм, L=3200мм;

3– Полоса заземления, сталь полосовая 40х4 мм.

Удельное сопротивление земли (эквивалентное), Ом*м	Нормативное сопротивление ЗУ, Ом	Расход металла на ЗУ КТП				Всего
		Вертикальный заземлитель, Ф16 мм		Сталь полосовая, 40х4мм		
		м	кг	м	кг	кг
ρз≤100	4	25,60	40,45	55,0	69,08	109,53

Примечания:

1. Материал элементов заземления – сталь круглая (ГОСТ 2590-2006).
2. Электроды и шину окрашивать не допускается.
3. Шину с электродами соединить сваркой внахлестку по длине 60 мм (ГОСТ 52544-2006).
4. Для защиты от коррозии сварные швы покрыть битумным лаком.
5. Траншею для заземлителей следует засыпать однородным грунтом, не содержащим камней, щебня и строительного мусора.
6. После монтажа контура повторного заземления выполнить замеры сопротивления.
7. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом.

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

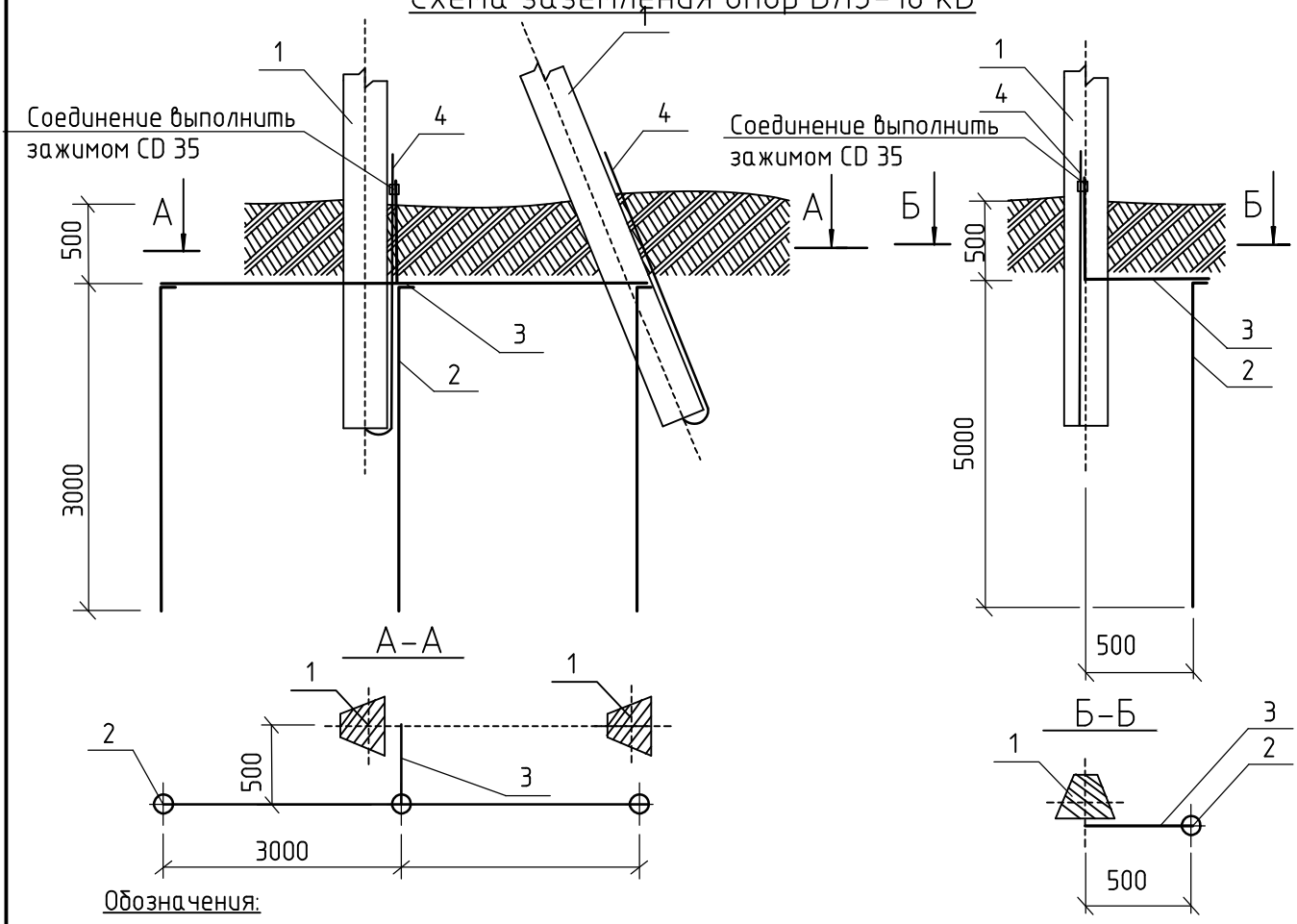
Стадия	Лист	Листов
РД	25	46

Конструктивное выполнение заземляющего устройства 2КТПН

ДРСК Амурские электрические сети

Формат А4

Схема заземления опор ВЛ3-10 кВ



Обозначения:

1- Стойка железобетонная;
2- Вертикальный электрод, сталь Ф16 мм;
3- Горизонтальный электрод, сталь Ф10 мм;
4- Заземляющий выпуск стойки.

Удельное сопротивление земли (эквивалентное), Ом*м	Нормативное сопротивление ЗУ, Ом	Расход металла (сталь круглая) на ЗУ опоры ВЛ				Всего
		Горизонтальный заземляющий проводник диаметром 10 мм		Вертикальный заземлитель диаметром 16 мм		
		м	кг	м	кг	кг
ρэ≤100	10 (опоры ВЛ 10 кВ)	1	0.62	1*5.2	8.216	8.836
	10 (опоры с ЛР-10)	7	4.34	3*3.2	15.168	19.508

Примечания:

1. Материал элементов заземления – сталь круглая (ГОСТ 2590-2006).
2. Электроды и шину окрашивать не допускается.
3. Шину с электродами соединить сваркой внахлестку по длине 60 мм (ГОСТ 52544-2006).
4. Для защиты от коррозии сварные швы покрыть битумным лаком.
5. Траншею для заземлителей следует засыпать однородным грунтом, не содержащим камней, щебня и строительного мусора.
6. После монтажа контура повторного заземления выполнить замеры сопротивления.

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сиволапов			06.25
Провер.		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РП	26	46

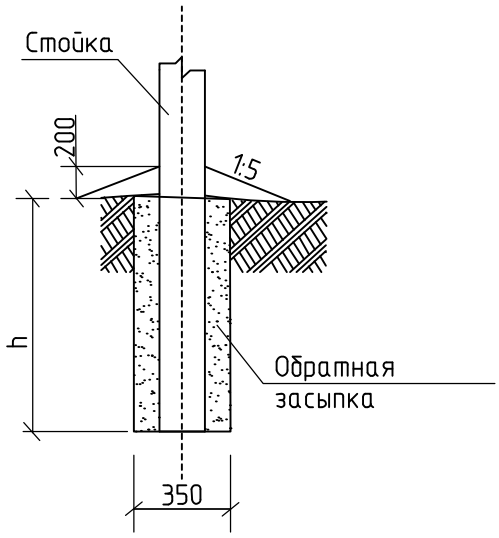
Конструктивное выполнение заземляющих устройств опор ВЛ3 10 кВ

ДРСК Амурские электрические сети

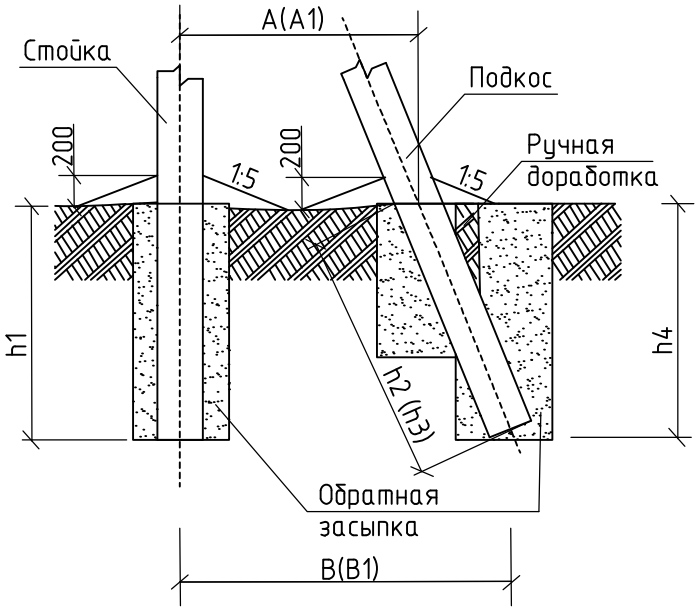
Формат А4

Схемы закрепления опор ВЛ в грунте

Одностоечные опоры



Опоры с подкосами



Расчетные таблицы закрепления опор ВЛ в грунте

Марка опоры	Глубина заложения стойки h, м	Марка опоры	Глубина заложения стойки h1, м	Глубина заложения 1 подкоса h2, м	Глубина заложения 2 подкоса h3, м	Глубина бурения h4 (1/2 подкоса), м	Расстояние между стойками A/A1, м	Расстояние между стойками B/B1, м
Пж20-1	2.8	Аж20-1	2.65	2.23	—	2.13	3.97	4.98
Пж20-2	2.5	УАж20-2	2.3	2.11	3.2	2.02 / 2.98	4.21 / 3.7	5.17 / 4.66

Примечания:

1. Обратную засыпку пазух котлованов выполнять привозным ПГС.
2. Не допускается использовать для этой цели местный растительный грунт, торф, глину или мерзлые комья.

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сиволапов			06.25
Провер.		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

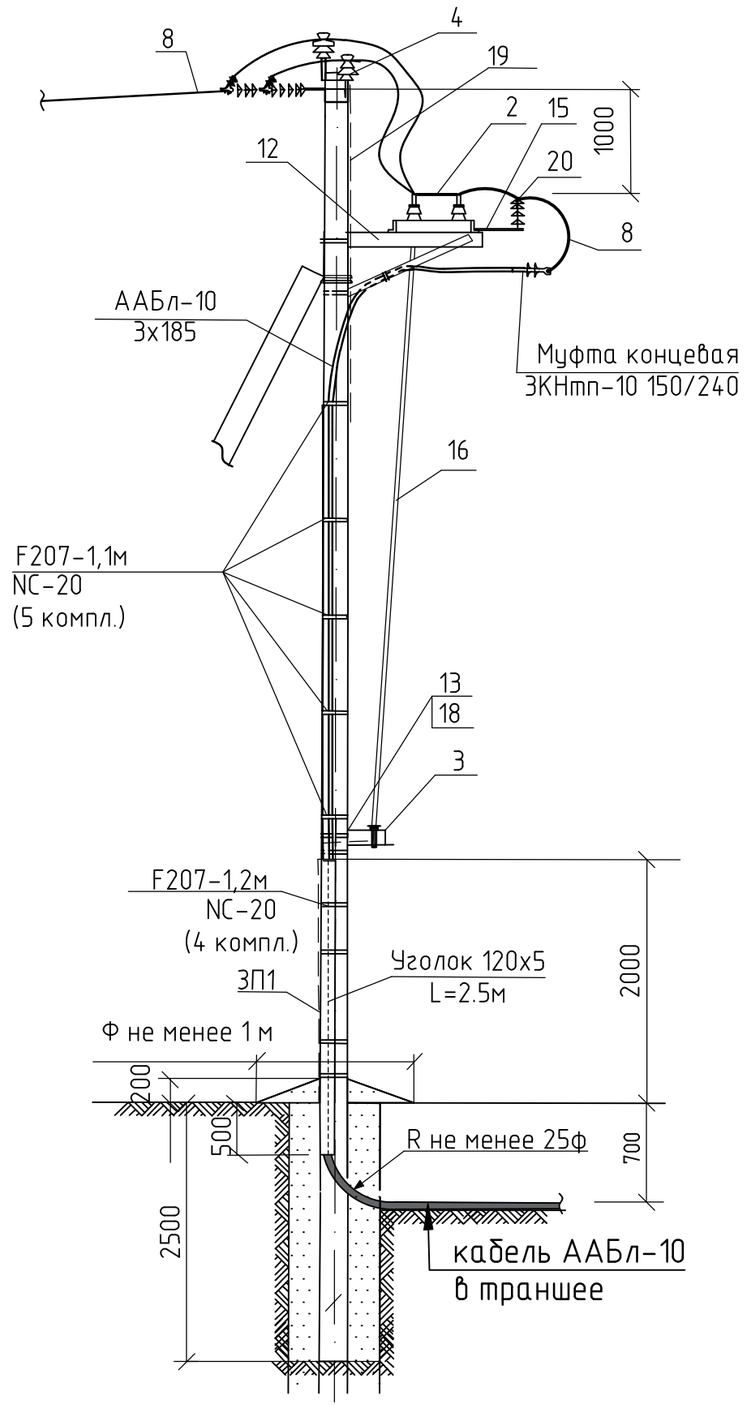
Стадия	Лист	Листов
РП	27	46

Закрепление опор ВЛ в грунте

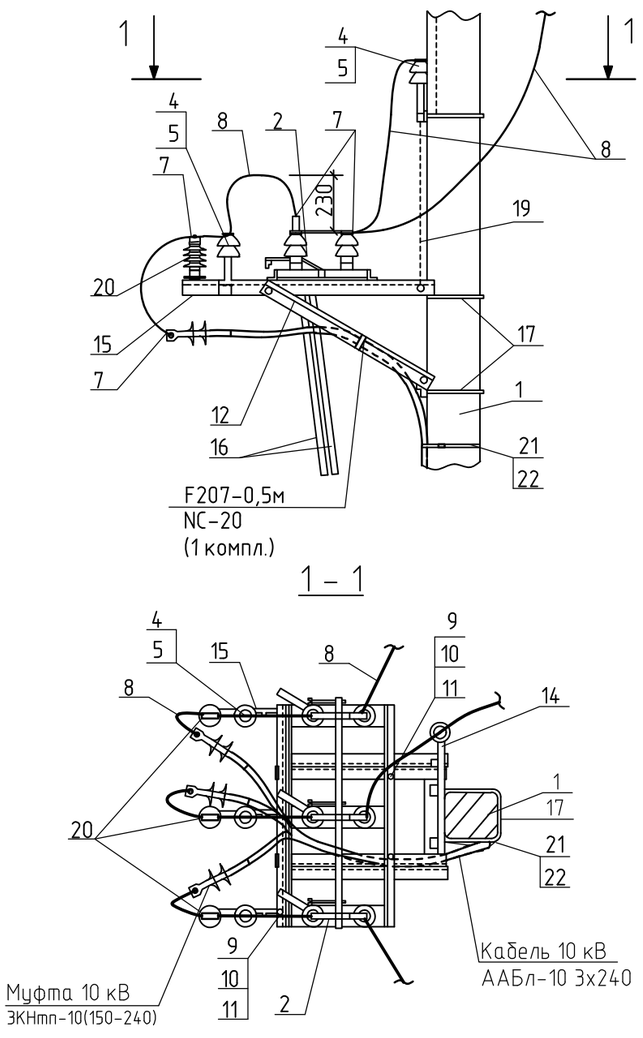
ДРСК Амурские электрические сети

Формат А4

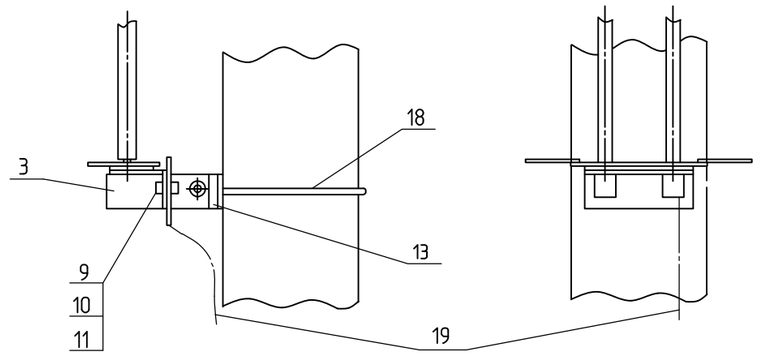
Установка разъединителя на переходе ВЛ-10 кВ в КЛ-10 кВ



Установка элементов разъединителя на переходе ВЛ в КЛ 10 кВ



Узел крепления привода разъединителя 10 кВ



Обозначения:
1 – Железобетонная стойка опоры ВЛ 10 кВ
2 – Разъединитель трехполюсной типа РЛНДз-10
3 – Привод типа ПРНЗ-10
4 – Изолятор ШС-20УО
5 – Колпачок К-7
6 – Зажим ответвительный Р150
7 – Зажим ТА-120
8 – Провод СИП-3 1х120
9 – Болт М12х40
10 – Гайка М12
11 – Шайба 12
12 – Кронштейн РА1
13 – Кронштейн РА2
14 – Кронштейн РА4
15 – Кронштейн РА5
16 – Вал привод РА7
17 – Хомут Х7
18 – Хомут Х8
19 – Заземляющий проводник ЗП1
20 – Ограничитель перенапряжения
21 – Лента стальная F207
22 – Скрепа NC20

Взам. инв.№
Подп. и дата
Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Сиволапов			06.25
Провер.		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

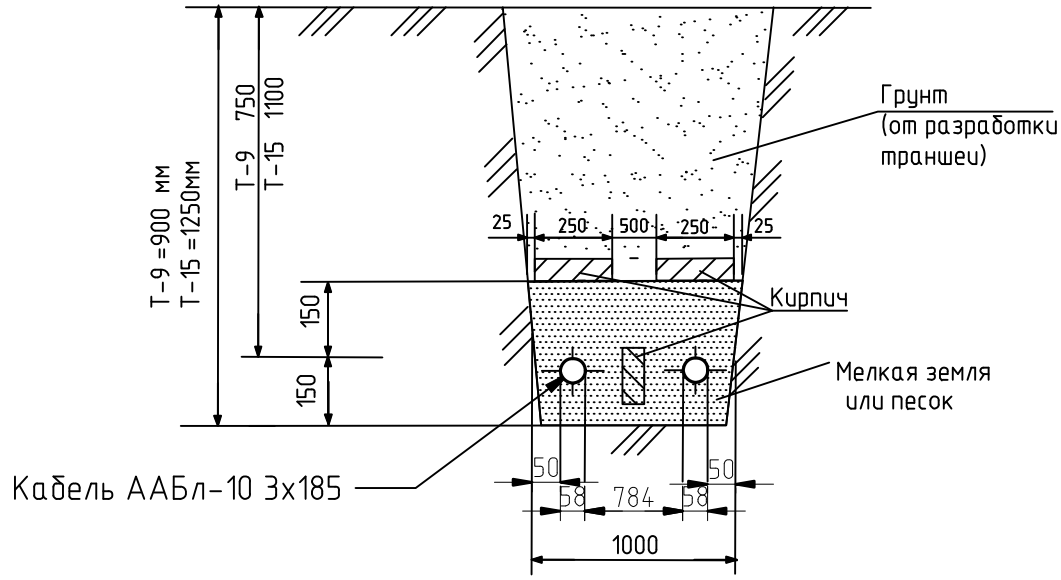
Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	28	46

Установка разъединителя 10 кВ. Элементы разъединителя

ДРСК Амурские электрические сети

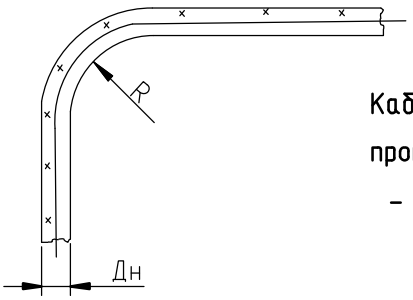
Разрез траншеи Т-9 (Т-15) с укладкой 2-х кабелей 10 кВ



Объем земляных работ на 100м траншеи Т-9 (Т-15) (по А11-2011):

Объем земляных работ	Кол - во (на 100м) Т-9	Т-15
Рытье траншеи, $м^3$	90	125
Обратная засыпка: грунт, $м^3$	60	95
песок, $м^3$	30	30
Количество кирпичей, шт	2068	

Изгиб кабеля (по А11-2011):



Кабели с пропитанной бумажной изоляцией с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом:

- **многожильные в алюминиевой оболочке – R=25*Дн**

Указания по выполнению:

1. Кабели в траншее укладываются змейкой с запасом по длине 2,5%.
2. Механическую защиту кабеля выполнить красным кирпичом (в местах пересечений -труба ДКС-110).
3. Ввод кабелей в ТП предусмотрен с прокладкой в полиэтиленовых трубах.
4. Постель под кабели выполнить песком. Обратную засыпку траншеи выполнить местным грунтом.

Взам. инв.№	Подп. и дата	Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двух двухкомплектных трансформаторных подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	29	46

Разрез кабельной траншеи Т-9 (Т-15). Объем земляных работ.

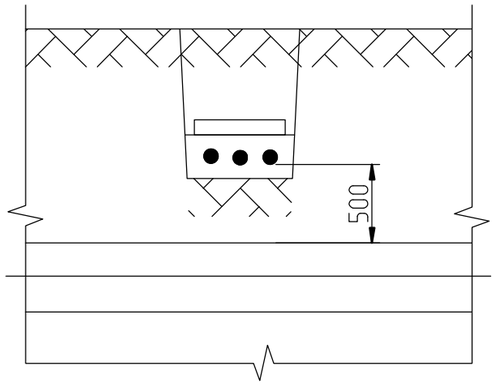
ДРСК Амурские электрические сети

Формат А4

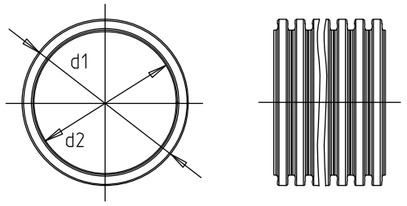
При пересечении кабельными линиями трубопроводов, в том числе нефте- и газопроводов, расстояние между кабелями и трубопроводом должно быть не менее 0,5 м. При пересечении кабельными линиями до 35 кВ теплопроводов расстояние между кабелями и перекрытием теплопровода в свету должно быть не менее 0,5 м.

При пересечении кабельными линиями водопроводов, кабель затягивается в гофрированную трубу ДКС.

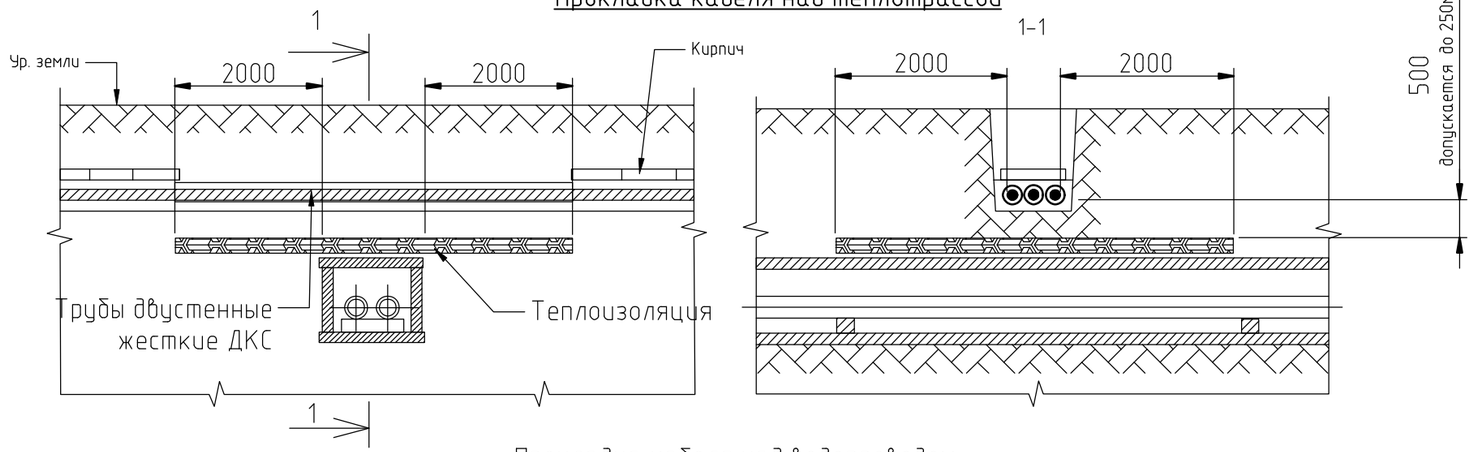
Прокладка кабеля над водопроводом в нормальных условиях



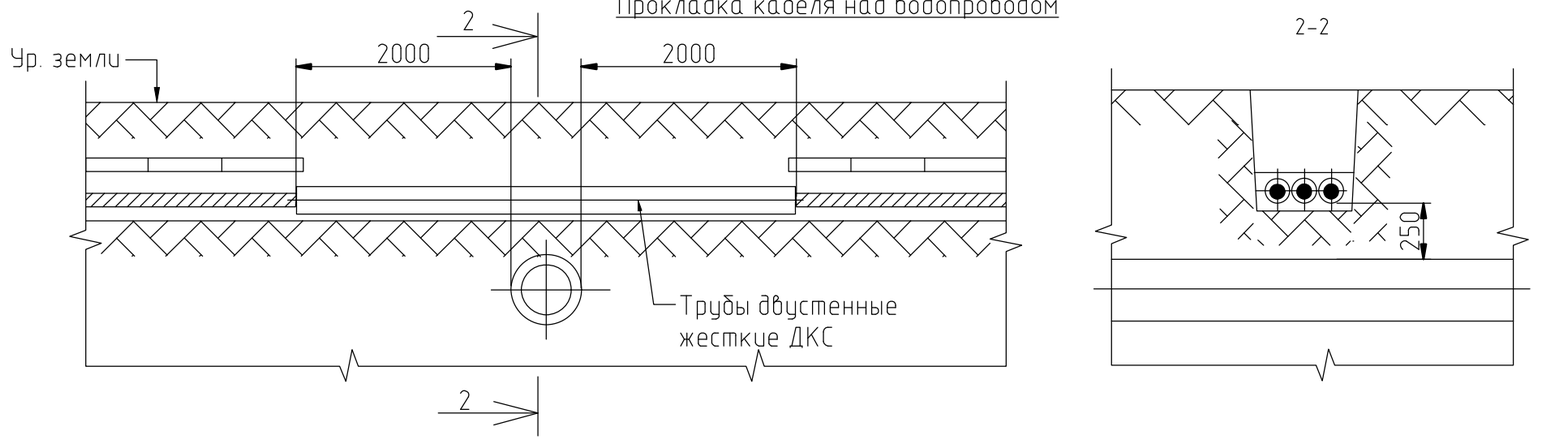
Труба гофрированная ДКС



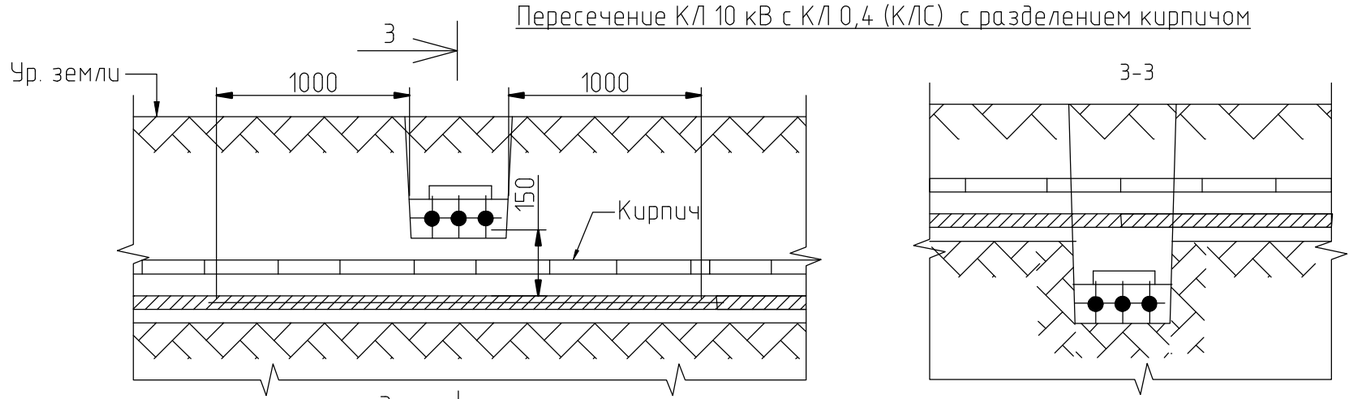
Прокладка кабеля над теплотрассой



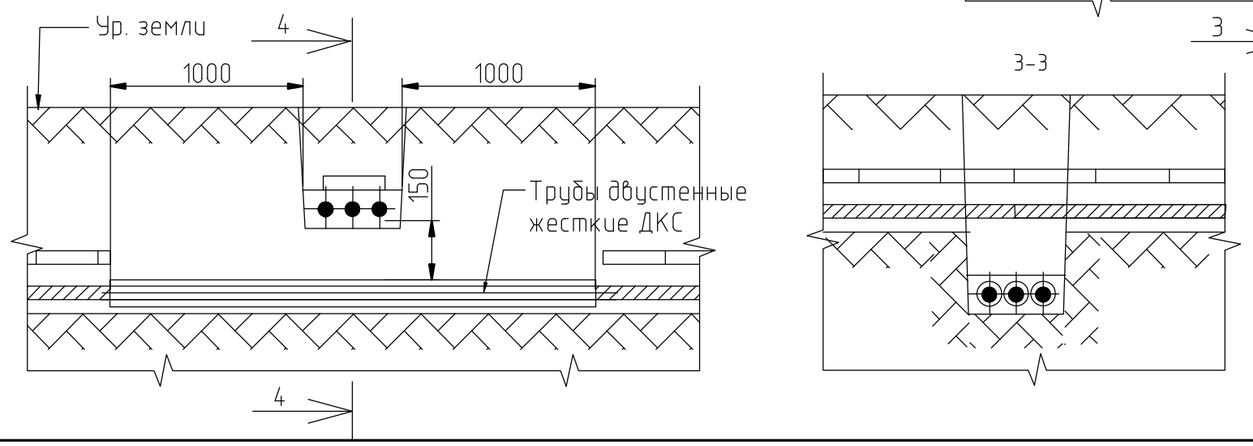
Прокладка кабеля над водопроводом



Пересечение КЛ 10 кВ с КЛ 0,4 (КЛС) с разделением кирпичом



Пересечение КЛ 10 кВ с КЛ 0,4 (КЛС) с разделением трубами



Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Сиволапов			06.25
Провер.		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	30	46

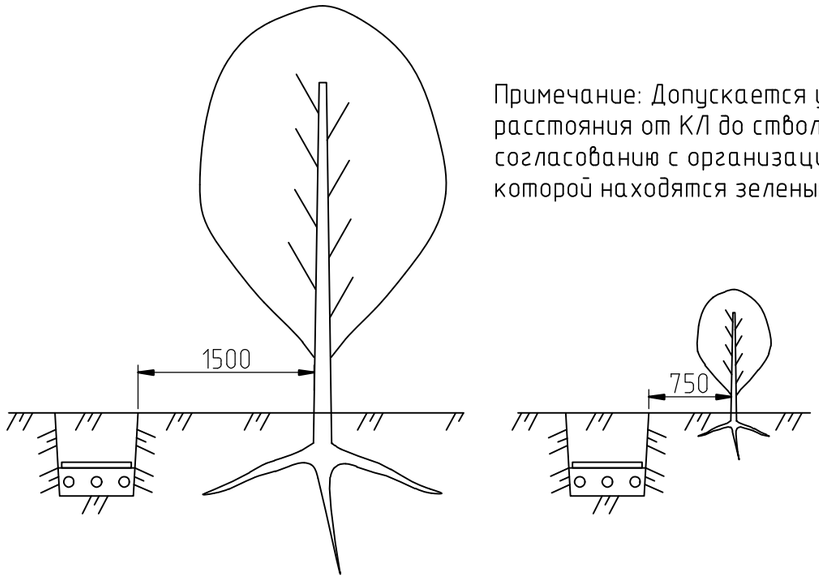
Конструктивные решения по пересечению КЛ-10 кВ с инженерными коммуникациями

ДРСК Амурские электрические сети

Взам. инв.№ | Подп. и дата | Инв.№ подл.

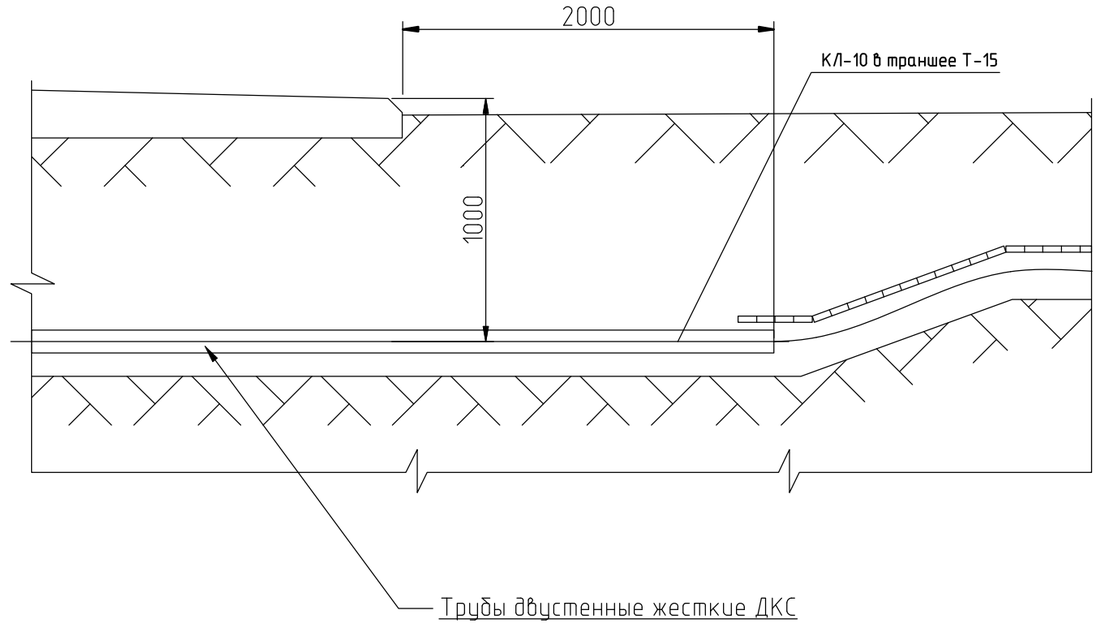
Формат А3

Прокладка кабельной линии по отношению к деревьям и кустарникам:

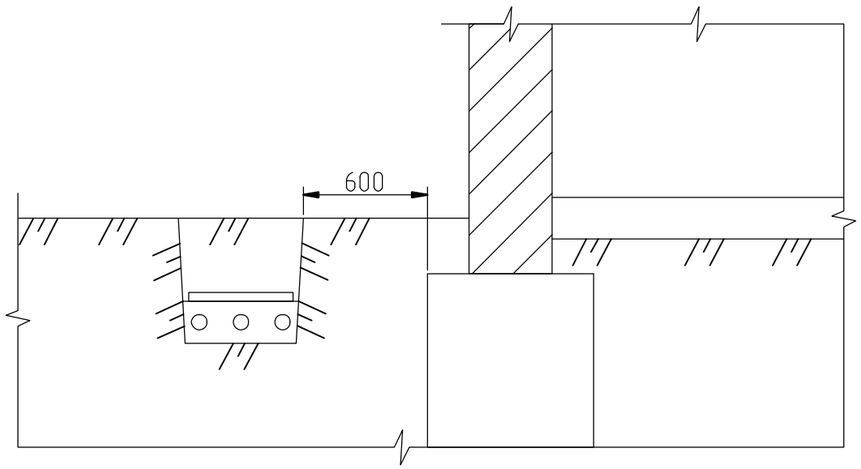


Примечание: Допускается уменьшение расстояния от КЛ до стволов деревьев по согласованию с организацией, в ведении которой находятся зеленые насаждения.

Прокладка кабеля под дорогой (въезды во дворы частного сектора)



Прокладка кабельной линии параллельно фундаментам зданий и ограждений:



Примечание: Прокладка кабельной линии непосредственно под фундаментом не допускается.

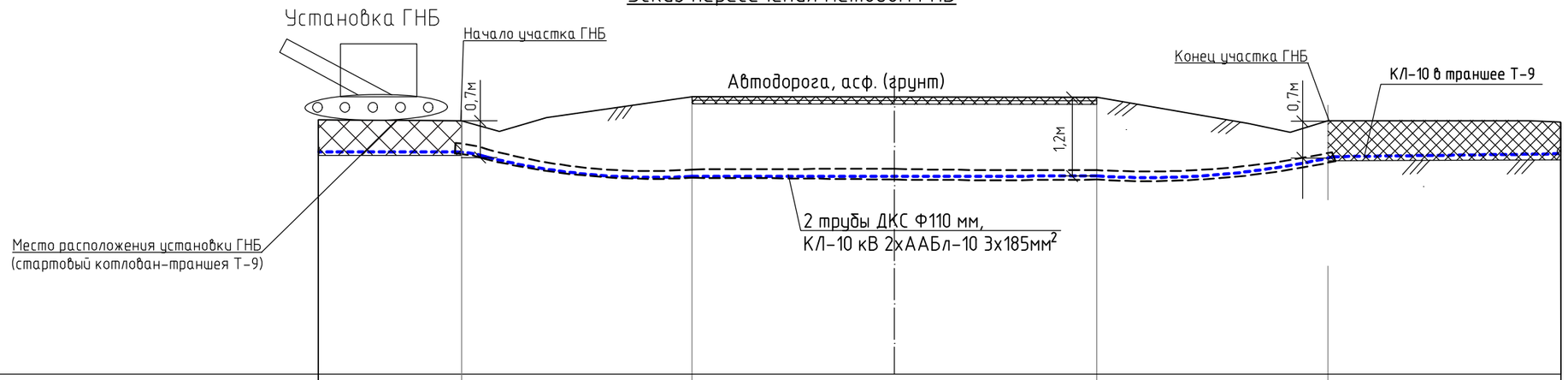
1. Прокладка должна осуществляться под дорожным покрытием (т.е. асфальтом, железнодорожными путями);
2. Отступ от деревьев должен быть минимум 1,5 метра. От кустарников отступ около 0,75 м. Требования изложены в п. 2.3.87 ПУЭ;
3. Траншея для прокладки кабеля находится на глубине не менее 1 м;
4. Зона выполнения работ обозначается сигнальной лентой;
5. Соединение проводников под землей не допускается;
6. Перед засыпкой из грунта удаляются все острые предметы. Также нужно очистить траншею от камней, корней деревьев, кирпичей, кусков бетона и строительных материалов.

						3115-11-10/25.РД	
						Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Разраб.		Сиволапов			06.25	Рабочая документация	Стадия: РД; Лист: 31; Листов: 46
Провер.		Соловьева			06.25		
						Прокладка КЛ 10 кВ под дорогой, параллельно фундаменту сооружений или зеленым насаждениям	ДРСК Амурские электрические сети

Взам. инв.№ | Подп. и дата | Инв.№ подл.

Формат А3

Эскиз пересечения методом ГНБ



Мв 1:100
Мг 1:100

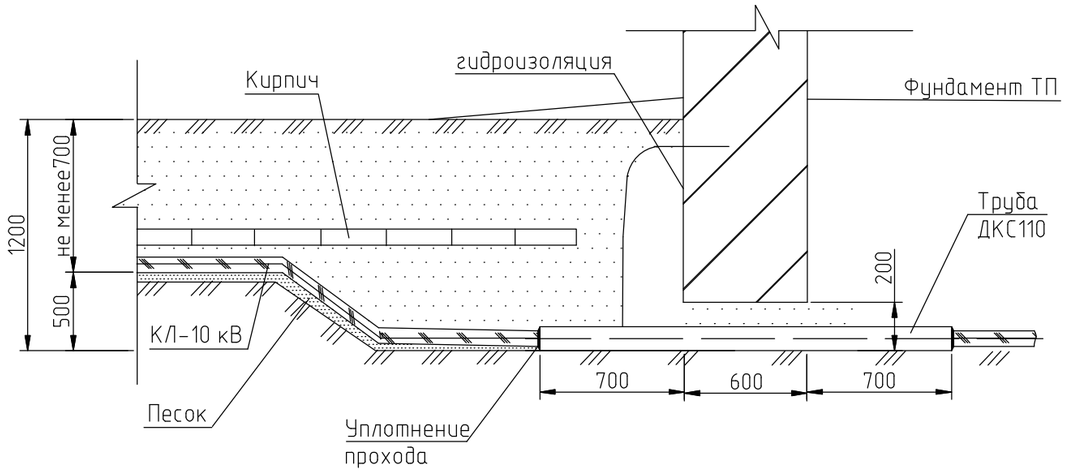
Проектные данные	Проектная отметка кабеля 10 кВ, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Габарит от кабеля 10 кВ до поверхности, м	0,7	0,7	0,7	1,2	1,25	1,2	0,7	0,7	0,7
Фактические данные	Отметка поверхности, м	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Расстояние, м			>6,0	–			>6,0		
				Lгнб, м (см. Ведомость пересечений 3115-11-10/25.РД.ВЗ лист 41)						

До начала строительства заказчик передает по акту исполнителям работ створы подземных переходов, закрепленных геодезическими знаками с необходимым числом реперов в пределах зоны производства работ. Ось трассы при перенесении ее в натуру закрепляется специальными знаками с привязкой их к постоянным объектам.

Участок производства работ расположен по обеим сторонам пересекаемой преграды и представляют собой две отдельные строительно-монтажные площадки.

Глубина стартового котлована выбирается с учетом расстояния от оси трубопровода до днища шахты в зависимости от типа буровой установки и конструкции стыковых соединений.

Ввод кабеля в ТП



Указания по выполнению:

1. Кабели в траншее укладываются змейкой с запасом по длине 2,5%.
2. Механическую защиту кабеля в местах прокладки без трубы выполнить красным кирпичом.
3. Постель под кабели выполнить песком. Обратную засыпку траншеи выполнить местным грунтом.
4. Ввод кабеля в ТП из траншеи выполняют через полиэтиленовые трубы. Концы труб должны выступать за фундамент в траншею не менее чем на 0,6 м. В месте ввода кабеля в трубу пространство между кабелем и трубой заполнить с двух сторон по варианту 2 – уплотнение однокомпонентной огнестойкой пеной Bau Master EI240 по чертежу А11-2011.43.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Сиволапов			06.25
Провер.		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	32	46

Эскиз пересечения с автодорогами методом ГНБ. Ввод кабеля в ТП

ДРСК Амурские электрические сети

Взам. инв.№ | Подп. и дата | Инв.№ подл.

Формат А3

	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Примечание
	1. Замена трансформаторов КТПН-10/0.4 кВ			
1.1	Погрузка/разгрузка и перевозка оборудования для монтажа до 6 км ТМГ 1250 кВА	м3/т	8,5/5,82	База ЭЭС-ЖМР (18.1)
1.2	Демонтаж силовых трансформаторов 10/0,4 кВ 1600 кВА	шт.	2	с сохр оборуд.
1.3	Демонтаж автоматических выключателей 3150А	шт.	3	с сохр оборуд.
1.4	Демонтаж выключателей нагрузки 0,4 кВ 3150А	шт.	5	с сохр оборуд.
1.5	Демонтаж трансформаторов тока 0,4 кВ 3000/5А	шт.	12	с сохр оборуд.
1.6	Погрузка/разгрузка/перевозка оборудования от демонтажа до 6 км ТМГ 1600 кВА	м3/т	11,06/7	ЖМР (18.1)-База ЭЭС
1.7	Установка силовых трансформаторов 10/0,4 кВ (ТП-ЦКиД)	шт.	2	2х1250 кВА
1.8	Монтаж автоматических выключателей 2000 А	шт.	3	от демонтажа
1.9	Монтаж выключателей нагрузки 0,4 кВ 2000 А	шт.	3	от демонтажа
1.10	Монтаж трансформаторов тока 0,4 кВ 2000/5А	шт.	12	от демонтажа
1.11	Испытание коммутационного оборудования до 1 кВ	шт.	6	ПНР
1.12	Испытание цепей вторичной коммутации	шт.	12	ПНР
1.13	Испытание силового трансформатора ТМГ 10/0,4 кВ 1250 кВА	шт.	2	ПНР
1.14	Измерение сопротивления обмоток силового трансформатора ТМГ 10/0,4 кВ 1250 кВА	шт.	2	ПНР
1.15	Демонтаж ячеек 0,4 кВ	шт.	4	с сохр оборуд.
1.16	Демонтаж шкафа АВР-0,4 кВ	шт.	1	с сохр оборуд.
1.17	Демонтаж шкафа учета ЭЭ – 0,4 кВ	шт.	2	с сохр оборуд.
1.18	Демонтаж цепей вторичной коммутации УЭЭ	м	60	от демонтажа
1.19	Демонтаж автоматических выключателей 2000А	шт.	3	с сохр оборуд.
1.20	Демонтаж выключателей нагрузки 0,4 кВ 2000А	шт.	3	с сохр оборуд.
1.21	Демонтаж трансформаторов тока 0,4 кВ 2000/5А	шт.	12	с сохр оборуд.
1.22	Демонтаж выключателей нагрузки 0,4 кВ 1600А	шт.	2	с сохр оборуд.
1.23	Демонтаж выключателей нагрузки 0,4 кВ 400А	шт.	2	с сохр оборуд.
1.24	Демонтаж ОПН-0,4 кВ	шт.	6	с сохр оборуд.
1.25	Демонтаж ошиновки секций 0,4 кВ	м.п.	24	4х6 м
1.26	Монтаж распределительных панелей 0,4 кВ	шт.	12	2-ввод, 2- секц, 8-лин.
1.27	Изготовление и монтаж сдвоенной ошиновки секций 0,4 кВ	м.п.	86	АД31т 2х(10х120)мм 43м*2

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД.В1.1

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	33	46

Ведомость объемов работ.
1 этап (замена трансформаторов)

ДРСК
Амурские электрические сети

	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Примечание
	1. Замена трансформаторов КТПН-10/0.4 кВ (продолжение)			
1.28	Монтаж автоматических выключателей 3150А	шт.	3	от демонтажа
1.29	Монтаж выключателей нагрузки 0,4 кВ 3150А	шт.	3	от демонтажа
1.30	Монтаж трансформаторов тока 0,4 кВ 3000/5А	шт.	12	от демонтажа
1.31	Монтаж автоматических выключателей 400А	шт.	4	
1.32	Монтаж автоматических выключателей 500А	шт.	6	
1.33	Монтаж автоматических выключателей 630А	шт.	2	
1.34	Установка комплектов расширителей выводов автоматических выключателей 0,4 кВ	шт.	12	
1.35	Монтаж ОПН-0,4 кВ	шт.	6	от демонтажа
1.36	Монтаж шкафа АВР-0,4 кВ	шт.	1	от демонтажа
1.37	Монтаж шкафа учета ЭЭ – 0,4 кВ	шт.	2	от демонтажа
1.38	Монтаж цепей вторичной коммутации УЭЭ	м	100	
	2. Подключение КЛ-10 кВ (в ОЗ КЛ-10 кВ)			
2.1	Разработка грунта механизмами в траншеях шириной 0,5м глубиной 0,5м	м3	5	
2.2	Разработка грунта вручную в траншеях шириной 0,5м глубиной 0,7м	м3	7	
2.3	Демонтаж защитного кирпича из траншеи (2-цепи КЛ-10)	км	0.02	с сохр материала.
2.4	Демонтаж одного кабеля 10 кВ из траншеи (при совместной прокладке)	км	0.015	с сохр материала.
2.5	Укладка защитного кирпича в траншее (1-цепь КЛ-10)	км	0.02	165шт. от демонтажа
2.6	Монтаж 3-х ф. кабельной муфты 10 кВ соединительной	шт.	1	
2.7	Обратная засыпка траншей разработанным грунтом	м3	11.72775	

Примечание.
1. Все работы выполняются в стесненных условиях жилой застройки г.Свободный, в охранной зоне действующих электроустановок напряжением до 10 кВ.

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД.В1.1

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	34	46

Ведомость объемов работ.
1 этап (замена трансформаторов)

ДРСК
Амурские электрические сети

	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Примечание
	3. Строительство КТПН-10/0.4 кВ			
3.1	Планировка площадей механизированным способом	м2	98.94	
3.2	Планировка площадей ручным способом способом	м2	52.328	
3.3	Устройство основания под фундаменты: щебеночного	м3	6.1	
3.4	Устройство прослойки из раствора под подошвы фундаментов	м2	75	
3.5	Прокладка трубы ДКС 110/94 в траншее	м.п.	12	6х2м
3.6	Прокладка трубы ДКС 160/137 в траншее	м.п.	52	26х2м
3.7	Установка фундаментов для комплектных трансформаторных подстанций киоскового типа с укладкой на горизонтальную поверхность 6-ти лежней	шт.	31	
3.8	Погрузка/разгрузка и перевозка оборудования для монтажа до 3,8 км КТПН-1600	м3/т	120,6/6	База ЗЭС-ЖК-3
3.9	Установка оборудования для комплектных 2-х трансформаторных подстанций киоскового типа проходных подстанций с кабельными вводами	шт.	1	
3.10	Установка силовых трансформаторов 10/0,4 кВ (ТП-ЖК-3)	шт.	2	2х1600 кВА
3.11	Гидроизоляция боковая обмазочная	м2	62.78	
3.12	Забивка вертикальных электродов, на глубину 5 м.	шт.	8	
3.13	Разработка грунта в котлованах механизмами группа грунтов 2	м3	118.73	
3.14	Устройство горизонтального заземлителя ТП	м	55	
3.15	Засыпка траншей и котлованов с рыхлением грунта вручную, группа грунтов 1	м3	62.7	
3.16	Присоединение к зажимам жил проводов или кабелей сечением: до 185 мм2	шт	12	
3.17	Наладка АВР до 1 кВ	шт.	1	ПНР
3.18	Испытание коммутационного оборудования до 1 кВ	шт.	18	ПНР
3.19	Испытание коммутационного оборудования до 10 кВ	шт.	8	ПНР
3.20	Испытание цепей вторичной коммутации от ТТ	шт.	12	ПНР
3.21	Испытание жесткой ошиновки 0,4 кВ 1 и 2 секций	шт.	8	ПНР
3.22	Измерение токов утечки ОПН-0,4 кВ	шт.	6	
3.23	Испытание силового трансформатора ТМГ 10/0,4 кВ 1600 кВА	шт.	2	ПНР
3.24	Измерение сопротивления обмоток силового трансформатора ТМГ 10/0,4 кВ 1600 кВА	шт.	2	ПНР

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД.В.1.2

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	35	46

Ведомость объемов работ. 1 этап (строительство)

ДРСК Амурские электрические сети

	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Примечание
	3. Строительство КТПН-10/0.4 кВ (продолжение)			
1.25	Настройка системы сбора и передачи данных АИИС КУЭ на 2 точки учета	компл.	1	ПНР
1.26	Измерение сопротивления контура ЗУ	шт.	1	ПНР
	4. Строительство КЛ-10 кВ			
4.1	Разработка грунта механизмами в траншеях шириной 0,3м глубиной 0,9м	м3	3.24	
4.2	Разработка грунта вручную в траншеях шириной 0,3м глубиной 0,1м	м3	0.36	
4.3	Прокладка кабеля 10 кВ по конструкциям РУВН (ввод в ТП)	км	0.01	(5+5)м
4.4	Протяжка кабелей 10 кВ в трубах	км	0.004	(2+2)м
4.5	Устройство основания траншей песком	м3	1.8	
4.6	Прокладка кабеля 10 кВ в траншеях открыто	км	0.02	(5+15)м
4.7	Укладка защитного кирпича в траншее КЛ (в 1 кабель с перегородкой)	км/шт	0,01/85	
4.8	Укладка защитного кирпича в траншее КЛ (в 1 кабель)	км/шт	0,01/45	
4.9	Засыпка кабеля траншее песком	м3	1.5	
4.10	Обратная засыпка траншей разработанным грунтом	м3	3.405	
4.11	Монтаж 3-х ф. кабельной муфты 10 кВ концевой	шт.	2	
4.12	Присоединение жил кабелей в РУВН	шт.	6	
4.13	Измерение сопротивления изоляции 3-х жильных кабелей 10 кВ до 500м	шт.	2	ПНР

Примечание.
1. Все работы выполняются в стесненных условиях жилой застройки г.Свободный, в охранной зоне действующих электроустановок напряжением до 10 кВ.

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД.В.1.2

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	36	46

Ведомость объемов работ.
1 этап (строительство)

ДРСК
Амурские электрические сети

	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Примечание
	5. Подготовительные работы по трассе ЛЭП 10 кВ			
5.1	Геодезические работы по выносу трассы ЛЭП-10 кВ	км	4.29	
5.2	Валка деревьев мягких пород с корня, диам. стволов до 16 см	дер.	846	
5.3	Валка деревьев мягких пород с корня, диам. стволов от 16 до 24 см	дер.	317	
5.4	Валка деревьев мягких пород с корня, диам. стволов от 24 до 32 см	дер.	166	
5.5	Валка деревьев мягких пород с корня, диам. стволов свыше 32 см	дер.	639	
5.6	Валка деревьев твердых пород с корня, диам. стволов до 16 см	дер.	319	
5.7	Валка деревьев твердых пород с корня, диам. стволов от 16 до 24 см	дер.	103	
5.8	Валка деревьев твердых пород с корня, диам. стволов от 24 до 32 см	дер.	49	
5.9	Валка деревьев твердых пород с корня, диам. стволов свыше 32 см	дер.	170	
5.10	Срезка пней дер. мягких пород, с диам. стволов до 30 см	шт	1329	
5.11	Срезка пней дер. мягких пород, с диам. стволов до 56 см	шт	639	
5.12	Срезка пней дер. твердых пород, с диам. стволов до 30 см	шт	471	
5.13	Срезка пней дер. твердых пород, с диам. стволов до 56 см	шт	170	
5.14	Разделка деревьев мягких пород с диам. стволов до 16 см	дер.	846	
5.15	Разделка деревьев мягких пород с диам. стволов от 16 до 24 см	дер.	317	
5.16	Разделка деревьев мягких пород с диам. стволов от 24 до 32 см	дер.	166	
5.17	Разделка деревьев мягких пород с диам. стволов свыше 32 см	дер.	639	
5.18	Разделка деревьев твердых пород с диам. стволов до 16 см	дер.	319	
5.19	Разделка деревьев твердых пород с диам. стволов от 16 до 24 см	дер.	103	
5.20	Разделка деревьев твердых пород с диам. стволов от 24 до 32 см	дер.	49	
5.21	Разделка деревьев твердых пород с диам. стволов свыше 32 см	дер.	170	
5.22	Трелевка хлыстов деревьев диам. до 20 см	дер.	1165	
5.23	Трелевка хлыстов деревьев диам. до до 30 см	дер.	635	
5.24	Трелевка хлыстов деревьев диам. до свыше 30 см	дер.	809	
5.25	Чистка от кустарников и мелколесья с диам. стволов до 10 см вручную	га	0,142/291	
5.26	Чистка от кустарников и мелколесья с диам. стволов до 10 см механиз.	га	1,565/3203	
5.27	Погрузка порубочных остатков (пни, кустарник, ветки) на бортовой самосвал	м3/т	2705,27/1580,76	
5.28	Перевозка порубочных остатков до 5 км (свалка ТКО г. Свободный)	м3/т	2705,27/1580,76	
5.29	Сдача порубочных остатков на свалку	м3/т	2705,27/1580,76	

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД.В.2.1

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	37	46

Ведомость объемов работ. 2 этап (Подготовительные работы)

ДРСК Амурские электрические сети

	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Примечание
	6. Строительство двухцепной КЛ-10 кВ			
	Выход КЛ 10 кВ с ПС 110 кВ «НЦП» до перехода в ВЛЗ-10 кВ			
6.1	Прокладка силового кабеля 10 кВ по конструкциям ж.б. лотков без крепления	км	0.05	
6.2	Прокладка силового кабеля 10 кВ по конструкциям РУ, опорам с креплением по всей длине	км	0.047	
6.3	Разработка грунта 1 гр. (песок) в траншее Т-9 (1х0,7) м механизмами	м3	33.6	48 м.п.
6.4	Доработка грунта 1 гр. (песок) в траншее Т-9 (1х0,1) м вручную	м3	4.8	48 м.п.
6.5	Прокладка трубы ДКС-110 в траншеях вручную	км	0.048	(2*15+3,5+14,5)м
6.6	Протяжка силового кабеля 10 кВ в трубах	км	0.048	
6.7	Засыпка кабелей в траншее песком от разработки (1х0,3) м механизмами	м3	14.4	
6.8	Покрытие силовых кабелей 10 кВ в траншеях сигнальными лентами (в 2 каб.)	м.п.	30	2*15м
6.9	Покрытие силовых кабелей 10 кВ в траншеях сигнальными лентами (1 кабель)	м.п.	18	3,5+14,5
6.10	Обратная засыпка траншей разработанным грунтом механизмами с уплотнением	м3	24	(1х0,5) м* 48 м.
6.11	Монтаж муфты кабельной 10 кВ концевая внутренней установки	шт.	2	
6.12	Монтаж муфты кабельной 10 кВ концевая наружной установки	шт.	2	
6.13	Устройство заземления брони кабеля	м	2	2*1м
6.14	Присоединение жил кабелей 10 кВ	шт	12	
6.15	Измерение сопротивления изоляции 3-х ф. кабелей 10 кВ до 500 м	каб.	2	(ПНР)
6.16	Монтаж защитного стального уголка 120х5 на ж.б. опоре до высоты 2 м	шт	2	
	Участок КЛ 10 кВ от перехода с ВЛЗ-10 кВ до КЛ Ф-19 ПС 35 кВ «Северная»			
6.17	Фрезеровка ж.б. плит толщиной до 15 см, за 2 прохода	м.п.	57	
6.18	Разборка ж.б. проездов во дворы шириной 1,5 м, толщиной до 15 см	м3	12.825	57 м.п.
6.19	Демонтаж тротуарного камня (плитки) (16м*2м)	м2	32	(с сохранением)
6.20	Демонтаж ж.б. бордюрного камня (6шт*2м)	м.п.	12	(с сохранением)
6.21	Разработка грунта 2 гр. в траншее Т-9 (1х0,8)м	м3	1702.4	2,128 км
6.22	Доработка грунта 2 гр. в траншее Т-9 (1х0,1) м вручную	м3	212.8	2,128 км
6.23	Разработка грунта 2гр. в траншеях Т-15 (1х1,15)м	м3	391	0,340 км
6.24	Доработка грунта 2 гр. в траншее Т-15 (1х0,1) м вручную	м3	34	0,340 км
6.25	Устройство закрытых переходов (методом ГНБ) с протяжкой трубы ф110 мм	км	0.764	14 пер. в 2 трубы

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД.В.2.2

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	38	46

Ведомость объемов работ. 2 этап (строительство КЛ-10 кВ)

ДРСК Амурские электрические сети

	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Примечание
	6. Строительство двухцепной КЛ-10 кВ (продолжение)			
6.26	Устройство основания траншей песком	м3	370.2	462.75
6.27	Прокладка трубы ДКС-110 в траншеях вручную (в 2 цепи)	км	0.68	340м.п.*2
6.28	Прокладка силового кабеля 10 кВ в траншеях открыто (в 2 кабеля)	км	4.266	2,133*2
6.29	Прокладка силового кабеля 10 кВ в траншеях открыто (в 1 кабель)	км	0.005	
6.30	Устройство защитных перегородок из керамического кирпича М150	м.п./шт	2133/8532	
6.31	Протяжка силового кабеля 10 кВ в трубах	км	1.444	
6.32	Заделка (герметизация) кабеля 10 кВ при проходах в трубах огнестойкой пеной	шт.	160	
6.33	Монтаж муфты кабельной 10 кВ соединительной 3-х ф.	шт.	24	
6.34	Монтаж муфты кабельной 10 кВ концевая наружной установки 3-х ф.	шт.	2	
6.35	Укладка защитного покрытия из керамического кирпича М100	м.п./шт	24/200	
6.36	Покрытие силовых кабелей 10 кВ в траншеях кирпичом (в 2 каб.)	км/шт	4,266/35580	2,133*2
6.37	Покрытие силовых кабелей 10 кВ в траншеях кирпичом (1 кабель)	м.п./шт	5/42	
6.38	Засыпка кабеля траншее песком	м3	370.2	462.75
6.39	Обратная засыпка траншей разработанным грунтом	м3	1521.91	
6.40	Прокладка силового кабеля 10 кВ по опорам ВЛ с креплением по всей длине	км	0.016	
6.41	Монтаж защитного стального уголка 120х5 на ж.б. опоре до высоты 2 м	шт	2	
6.42	Погрузка излишнего грунта на бортовой самосвал	м3/т	818,29/1432	
6.43	Перевозка излишнего грунта до 5 км	м3/т	818,29/1432	
6.44	Работа на отвале 2 группа грунта	м3	818.29	
6.45	Устройство заземления брони кабеля	м	2	2*1м
6.46	Присоединение жил кабелей 10 кВ	шт	6	
6.47	Установка информационных знаков кабельной линии 10 кВ на столбиках	шт	36	
6.48	Устройство бетонных фундаментных плит толщиной до 0,15 м	м3	12.825	13.46625
6.49	Устройство щебеночной подготовки (16м*2м*0,05м) отсев до 10 мм	м3	1.6	
6.50	Укаладка тротуарного камня (плитки) (16м*2м)	м2	32	
6.51	Установка ж.б. бордюрного камня (6шт*2м)	м.п.	12	
6.52	Измерение сопротивления изоляции силовых кабелей 10 кВ (3х ф) до 2,86 км	шт	2	ПНР

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД.В.2.2

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	39	46

Ведомость объемов работ. 2 этап (строительство КЛ-10 кВ)

ДРСК Амурские электрические сети

	Наименование работ	Ед. изм	Кол-во	Примечание
	7. Строительство двухцепной ВЛЗ-10 кВ			
7.1	Развозка по трассе ж.б. стоек СВ 110-5	шт.	54	
7.2	Развозка по трассе материалов оснастки одностоечных опор	шт.	38	
7.3	Развозка по трассе материалов оснастки сложных опор	шт.	7	
7.4	Установка одностоечных ж.б. опор 10 кВ без подкосов	шт.	37	
7.5	Установка одностоечных ж.б. опор 10 кВ с 1-м подкосом	шт.	4	
7.6	Установка одностоечных ж.б. опор 10 кВ с 2-мя подкосами	шт.	3	
7.7	Установка металлических траверс на действующей ж.б. опоре	шт./кг	4/84	оп.№41
7.8	Монтаж штыревых изоляторов на опоре ВЛ 10 кВ с помощью механизмов	шт.	6	оп.№41
7.9	Монтаж разъединителя 10 кВ на ж.б. опоре (РЛНДз-10)	шт.	4	оп.№1А, 1Б, 42А, 42Б
7.10	Монтаж ограничителей перенапряжения 10 кВ на ж.б. опоре (1 компл.= 3 шт.)	компл.	4	
7.11	Монтаж птицезащитных устройств на ж.б. опоре с разъединителем 10 кВ	компл.	4	
7.12	Прокладка заземляющего проводника по ж.б. опоре (8м/1оп.)	м	32	оп.№1А, 1Б, 42А, 42Б
7.13	Разработка грунта в котлованах механизмами (ДхШхГ) (1х0,5х0,6)м/оп.	м3	13.5	
7.14	Забивка вертикальных электродов, сталь Ф16 мм, L=5 м	шт.	45	
7.15	Устройство горизонтального заземления опор, сталь Ф12 мм	м	45	
7.16	Засыпка траншей и котлованов разработанным грунтом механизмами	м3	13.5	
7.17	Подвеска защищенных проводов СИП-3 1х120 мм2 (3 провода) на одноцепных опорах ВЛЗ-10 кВ в нормальных условиях	пролет/км	4/0,129	
7.18	Подвеска защищенных проводов СИП-3 1х120 мм2 (3 провода) на одноцепных опорах ВЛЗ-10 кВ при пересечении с ВЛ-35 кВ	пролет/км	2/0,1	
7.19	Подвеска защищенных проводов СИП-3 1х120 мм2 (3 провода) на двухцепных опорах ВЛЗ-10 кВ в нормальных условиях	пролет/км	37/1,275	
7.20	Подвеска защищенных проводов СИП-3 1х120 мм2 (3 провода) на двухцепных опорах ВЛЗ-10 кВ при пересечении автодорог (грунт, без категории)	пролет/км	1/0,025	
7.21	Присоединение проводов ответвления СИП-3 к разъединителю 10 кВ	шт	12	
7.22	Измерение сопротивления контура ЗУ опор ВЛ 10 кВ	шт	45	ПНР
7.23	Испытание разъеденителя 10 кВ	шт	4	ПНР
7.24	Испытание ОПН-10 кВ (измерение токов утечки)	шт	12	ПНР
7.25	Проверка наличия цепи между ЗУ и заземленными элементами опор	шт	20	ПНР
7.26	Измерение полного сопротивления цепи «фаза-нуль» до 1,415 км	шт	6	ПНР

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал		Сиволапов			06.25
Проверил		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД.В.2.3

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	40	46

Ведомость объемов работ. 2 этап (строительство ВЛ-10 кВ)

ДРСК Амурские электрические сети

Тип ЛЭП	№ пересеч	Наименование пересекаемого объекта	Координаты пересечения (МСК28)		Отметка земли оси пересечения	Отметка инженерной коммуникации	Проектная отметка провода (кабеля) 10 кВ
			X	Y			
ВЛ-10 кВ Ф-21	1.1	ВЛ-35 кВ Амурская-Северная 1, 2	576602.2263	3326689.0946	0	12	6.89
ВЛ-10 кВ Ф-22	1.2	ВЛ-35 кВ Амурская-Северная 1, 2	576609.4590	3326689.8382	0	12	6.89
ВЛ-10 кВ Ф-21, 22	2	А.д. (грунт) по лесному участку	577044.3746	3327172.2933	0	0	6.3
ВЛ-10 кВ Ф-21, 22	3	А.д. (грунт) по лесному участку	577161.9872	3327287.7027	0	0	6.3
ВЛ-10 кВ Ф-21, 22	4	А.д. (грунт) съезд к ул.Чехова	577506.9919	3327597.6601	0	0	7.11
ВЛ-10 кВ Ф-21, 22	5	ВЛИ-0,4 кВ Ф-1 ТП-161	577547.1969	3327578.3383	0	7.3	8.3
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-1)	6.1	Магистральная КЛС, ПАО "Ростелеком"	577610.3703	3327556.7070	0	-0.5	-2.5
	6.2	Подземный газопровод	577594.3859	3327555.5039	0	-2	-3.28
	6.3	ВОЛС, ПАО "Ростелеком"	577613.7108	3327556.9585	0	6.5	-3.62
	6.4	ВЛ-0,4 кВ (освещение УДС)	577620.8808	3327557.4982	0	7	-3.92
	6.5	А.д. (асф.) ул. Почтамская	577626.1709 577651.7511	3327557.8963 3327559.8218	0	0	-3.96; -2.99
	6.6	ВЛ-10 кВ Ф-15 ПС 35 кВ Северная	577643.9399	3327559.2338	0	7.5	-2.98
	6.7	ВЛ-0,4 кВ (освещение УДС)	577659.9978	3327560.4425	0	7.2	-1.55
КЛ-10 кВ Ф-21, 22	7	А.д. (грунт) ул.М.-Чесноковская,4	578039.7086	3327616.8918	0	0	-1.1
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-2)	8	А.д. (асф) ул.М.-Чесноковская, (Котельная №2)	578113.5883 578125.1719	3327636.5527 3327631.8547	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22	9	А.д. (грунт) ул.М.-Чесноковская, (Котельная №2)	578158.3780	3327626.5826	0	0	-1.1
КЛ-10 кВ Ф-21, 22	10	Теплотрасса, (Котельная №2)	578225.2422	3327563.4695	0	0	-1.1
КЛ-10 кВ Ф-21, 22	11	А.д. (грунт) Амурский Кооперативный техникум	578372.0382	3327587.9176	0	0	-1.1
КЛ-10 кВ Ф-21, 22	12	А.д. (грунт) ул.1905-года	578429.5493	3327594.3017	0	0	-1.1
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-3)	13	А.д. (грунт) ул.1905-года	578449.4882 578463.1023	3327590.2742 3327601.7509	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-4)	14	А.д. (грунт) ул.Народная	578615.2167 578632.6726	3327715.2675 3327728.6766	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-5)	15	А.д. (асф) ул.Интернациональная	578741.8173 578757.9705	3327812.5199 3327824.9286	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-6)	16	А.д. (грунт) ул. Рабоче-Крестьянская	578861.0637 578880.8893	3327904.1232 3327919.3530	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-7)	17	А.д. (грунт) ул.Пушкина	578985.5686 579001.4291	3327999.7660 3328011.9498	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-8)	18	А.д. (грунт) ул.Комсомольская	579104.5223 579124.3479	3328091.1445 3328106.3742	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-9)	19	А.д. (асф) ул. 50-лет Октября	579231.4062 579247.2667	3328188.6148 3328200.7986	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-10)	20	А.д. (грунт) ул.Гоголя	579351.9459 579367.8064	3328281.2116 3328293.3954	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-11)	21.1	А.д. (асф) ул.Ленина	579474.8647 579498.7571	3328375.6360 3328393.7786	0	0	-1.2
	21.2	Магистральная КЛС, ПАО "Ростелеком"	579494.1303	3328390.2652	0	-0.5	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-12)	22	А.д. (ж.б. плиты) ул.Мухина,141	579589.4986 579583.4855	3328491.5619 3328499.5521	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-13)	23	А.д. (грунт) ул.Мухина-Чернышевского	579461.9870 579481.7802	3328662.1900 3328677.4584	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22 (ГНБ-14)	24	А.д. (грунт) ул.Лермонтова-Чернышевского	579582.4069 579594.6027	3328755.0602 3328764.4191	0	0	-1.2
КЛ-10 кВ Ф-21, 22	25	КЛ-10 кВ Ф-15 РП-2	579591.3354	3328768.4241	0	-0.75	-1

Ведомость пересечений методом ГНБ

№ участка ГНБ	№ пересеч	Наименование пересекаемого объекта	Координаты начала/конца участка (МСК28)		Длина участка ГНБ, м	Примечание
			X	Y		
1	6.1-6.7	КЛС, Газопровод, ВОЛС, ВЛ-0.4 кВ(освещение УДС), ул. Почтамская, ВЛ-10 кВ Ф-15 ПС 35 кВ Северная, ВЛ-0.4 кВ(освещение УДС)	577580.4220/ 577670.1681	3327554.4528/ 3327561.2081	90	
2	8	А.д. (асф) ул.М.-Чесноковская, (Котельная №2)	578113.5883/ 578136.7554	3327636.5527/ 3327627.1566	25	
3	13	А.д. (грунт) ул.1905-года	578449.4882 578463.1023	3327590.2742 3327601.7509	20	
4	14	А.д. (грунт) ул.Народная	578615.2167 578632.6726	3327715.2675 3327728.6766	22	
5	15	А.д. (асф) ул.Интернациональная	578741.8173 578757.9705	3327812.5199 3327824.9286	25	
6	16	А.д. (грунт) ул. Рабоче-Крестьянская	578861.0637 578880.8893	3327904.1232 3327919.3530	25	
7	17	А.д. (грунт) ул.Пушкина	578985.5686 579001.4291	3327999.7660 3328011.9498	20	
8	18	А.д. (грунт) ул.Комсомольская	579104.5223 579124.3479	3328091.1445 3328106.3742	25	
9	19	А.д. (асф) ул. 50-лет Октября	579231.4062 579247.2667	3328188.6148 3328200.7986	20	
10	20	А.д. (грунт) ул.Гоголя	579351.9459 579367.8064	3328281.2116 3328293.3954	20	
11	21.1-21.2	А.д. (асф) ул.Ленина, КЛС (ПАО "Ростелеком"	579474.8647 579498.7571	3328375.6360 3328393.7786	30	
12	22	А.д. (ж.б. плиты) ул.Мухина,141	579589.4986 579583.4855	3328491.5619 3328499.5521	10	
13	23	А.д. (грунт) ул.Мухина-Чернышевского	579461.9870 579481.7802	3328662.1900 3328677.4584	25	
14	24	А.д. (грунт) ул.Лермонтова-Чернышевского	579582.4069 579594.6027	3328755.0602 3328764.4191	15	

Согласовано

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сиволапов			06.25
Провер.		Соловьева			06.25

3115-11-10/25.РД.ВЗ

Строительство двухцепной КВЛ-10 кВ, жилая застройка г.Свободного (ЖК-3). Строительство двухтрансформаторной подстанций ТП 10/0,4 кВ, жилая застройка (ЖК-3)

Рабочая документация

Стадия	Лист	Листов
РД	41	46

Ведомость пересечений

ДРСК Амурские электрические сети

Формат А3

Поз.	Обозначение	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	1 Материалы и оборудование для замены трансформаторов КТП				
1.1	ВА 57-39 400А	Автоматический выключатель 400А	шт.	4	
1.2	ВА 57-39 500А	Автоматический выключатель 500А	шт.	6	
1.3	57-39 630А	Автоматический выключатель ВА 630А	шт.	2	
1.4	Артикул: 217455	Комплект расширителей выводов автоматических выключателей 0,4 кВ ВА 57-39	компл.	12	
1.5		Распределительные панели 0,4 кВ на ток 3150 А	шт.	4	марку уточнить
1.6		Распределительные панели 0,4 кВ на ток 1000 А	шт.	8	марку уточнить
1.7		Шина токоведущая аллюминиевая АД31т 10х120мм	м.п	86	
1.8		Набор шинных держателей и крепежа НШД 2/10 TN для 3Р+N шин 30-120х10 мм SQ0834-0002	компл	20	TDM
1.9	ГОСТ 31996-2012	Кабель ВВгнг-0,66 2х2,5мм2	м	100	
1.10		Болт оцинкованный М12х60, ГОСТ 7796-70	шт/кг	300/19,44	64,8 кг/1000шт
1.11		Гайка оцинкованная М12, ГОСТ 5915-70	шт/кг	300/4,7	15,67 кг/1000шт
1.12		Шайба оцинкованная М12	шт/кг	600/3,78	6,3 кг/1000шт
	2 Материалы и оборудование для подключения КЛ				
2.1	ГОСТ 19781.0-86)	Муфта кабельная соединительная, ЗСТп-10-150/240	шт.	1	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Сиволапов		06.25
Пров.		Соловьева		06.25
Н.контр.				
Утвердил				

3115-11-10/25.РД.СО.1.1

Спецификация материалов и оборудования.
1 этап (замена трансформаторов)

Стадия	Лист	Листов
РД	42	46

ДРСК
Амурские электрические сети

Копировал

Формат А4

Поз.	Обозначение	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	3 Материалы и оборудование для строительства КТП				
3.1		Щебень (20-40мм)	м3	7.93	
3.2		Кладочный цементно-песчаный раствор М150	м3	2	
3.3		Трубы двустенные ДКС 110/94	м.п.	12	
3.4		Трубы двустенные ДКС 160/137	м.п.	52	
3.5	ФБС-12.6.6	Блок фундаментный ж.б	шт.	2	
3.6	ФБС-18.6.6	Блок фундаментцный ж.б.	шт.	16	
3.7	ФБС-24.6.6	Блок фундаментцный ж.б.	шт.	13	
3.8	КТПН-2х1600/10/0.4-КК	Комплектная двухтрансформаторная подстанций 10/0,4 кВ киоскового типа, проходных с кабельными вводами, с силовыми трансформаторами 2х1600 кВА	шт.	1	(давальческая)
3.9		Мастика нефтяная битумная	кг	94.17	
3.10		Сталь круг 16 мм	м/кг	41,6/65,7	1,58 кг/м
3.11		Сталь полосовая 4х40мм	м/кг	55/69,3	1,26 кг/м
	4 Материалы и оборудование для строительства КЛ				
4.1	ГОСТ 19781.0-86)	Муфта кабельная концевая внутренней установки, 3КВТп-10-150/240	шт.	2	
4.2		Кирпич одинарный керам, КР-р М-100	шт	130	
4.3		Песок строительный	м3	2,5м3/4,0т	
4.4	ААБл-10 3х185мм2	Кабель силовой 10 кВ 3-х ф.	км	0.025	
4.5	ГОСТ 7796-70	Болт оцинкованный М12х60	шт/кг	6/0,3885	64,8 кг/1000шт
4.6	ГОСТ 5915-70	Гайка оцинкованная М12	шт/кг	6/0,094	15,67 кг/1000шт
4.7		Шайба оцинкованная М12	шт/кг	12/0,0755	6,3 кг/1000шт

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Сиволапов		06.25
Пров.		Соловьева		06.25
Н.контр.				
Утвердил				

3115-11-10/25.РД.СО.1.2

Спецификация материалов и оборудования.
1 этап (строительство)

Стадия	Лист	Листов
РД	43	46

ДРСК
Амурские электрические сети

Копировал

Формат А4

Поз.	Обозначение	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	5 Материалы и оборудование для строительства КЛ-10 кВ				
5.1	ААБл-10 3х185мм2	Кабель силовой 10 кВ 3х фаз.	км	6.2	6,2 км по ДКП
5.2		Труба ПНД-110 (гладкая)	м.п	0.78	780 м
5.3		Муфта полиэтиленовая Дн 110 (на переход ГНБ с L=90 м)	шт	4	
5.4		Труба ДКС-110 (двустенная)	м.п	0.75	750 м
5.5	ГОСТ 19781.0-86	Муфта кабельная концевая внутренней установки, ЗКВТп-10-150/240	шт.	2	
5.6	ГОСТ 19781.0-86	Муфта кабельная концевая наружной установки, ЗКНТп-10-150/240	шт.	4	
5.7	ГОСТ 19781.0-86	Муфта кабельная соединительная, ЗСТп-10-150/240	шт.	24	
5.8		Кирпич одинарный керам, КР-р М-100	шт	43181	
5.9		Песок строительный	м3	925.5	1480.8
5.10	ТУ 2291-003-80696777-2014	Столбик кабельный пластиковый с табличкой О3 СКТ-1.6,	компл.	36	
5.11	F207	Металлическая лента 20х0,7х1000 мм	м	50	
5.12	NC20	Скрепа	шт	40	
5.13		Уголок стальной, 120х5мм, L=2,25м	шт/кг	4/81,54	9,06 кг/м
5.14		Болт оцинкованный М12х60, ГОСТ 7796-70	шт/кг	20/1,296	64,8 кг/1000шт
5.15	ГОСТ 5915-70	Гайка оцинкованная М12	шт/кг	20/0,3134	15,67 кг/1000шт
5.16		Шайба оцинкованная М12	шт/кг	40/0,252	6,3 кг/1000шт
5.17		Гранитный щебень, 5-10 мм (отсев)	м3	2.08	2.7456
5.18		Бетон строительный, М200, В30, F100	м3	0.516	
5.19		Пена монтажная однокомпонентная огнезащитная 740 мл DKC DF1201	бал.	7	
5.20		Провод медный гибкий МГ-25	км	0.008	
5.21	ТА-25	Наконечник прессуемый	шт.	8	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Сиволапов		06.25
Пров.		Соловьева		06.25
Н.контр.				
Утвердил				

3115-11-10/25.РД.СО.2.1

Спецификация материалов и оборудования.
2 этап (строительство КЛ)

Стадия	Лист	Листов
РД	44	46

ДРСК
Амурские электрические сети

Копировал

Формат А4

Поз.	Обозначение	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	6 Материалы и оборудование для строительства ВЛЗ-10 кВ				
6.1	СИП-3 1х120мм2	Провод самонесущий защищенный сечением 120мм2	км	8.9	8,9 км по ДКП
6.2	ТУ 5863-007-00113557-94	Стойка СВ 110-5	шт.	54	54 шт. по ДКП
6.3	ТУ 3414-002-71049501-05	Разъединитель РЛНДз-10/400 с приводом ПРНЗ-10 УХЛ-1	шт.	4	4 шт. по ДКП
6.4	ОПН-10	Ограничитель перенапряжения 10 кВ	шт.	12	12 шт. по ДКП
6.5	ТР-НГ	Птицезащитное устройство 10 кВ	компл	4	4 компл. по ДКП
6.6		ПГС	м3	33	52,8 т
6.7	12.019-21	Крепление подкоса У51	шт./кг	10/71	7,1кг/шт
6.8	3.407.1-143.8.71	Надставка ТС-5	шт./кг	1/35,7	35,7кг/шт
6.9	12.019-08	Траверса ТМ2001	шт./кг	2/57,4	28,7кг/шт
6.10	12.019-09	Траверса ТМ2002	шт./кг	4/74,8	18,7кг/шт
6.11	12.019-13	Траверса ТМ2006	шт./кг	108/1738,8	16,1кг/шт
6.12	12.019-15	Траверса ТМ2008	шт./кг	9/153,0	17,0кг/шт
6.13	12.019-15	Траверса ТМ2009	шт./кг	6/102,0	17,0кг/шт
6.14	12.019-16	Траверса ТМ2010	шт./кг	3/51,0	17,0кг/шт
6.15	12.019-17	Траверса ТМ2011	шт./кг	3/28,2	9,4кг/шт
6.16	12.019-18	Хомут Х1	шт./кг	6/12,0	2,0кг/шт
6.17	12.019-19	Хомут Х51	шт./кг	108/205,2	1,9кг/шт
6.18	3.407.1-143.8.69	Вал привода РА - 7	шт./кг	8/108,0	13,5кг/шт
6.19	3.407.1-143.8.64	Кронштейн РА - 1	шт./кг	4/55,2	13,8кг/шт
6.20	3.407.1-143.8.65	Кронштейн РА - 2	шт./кг	4/8,0	2,0кг/шт
6.21	3.407.1-143.8.66	Кронштейн РА - 4	шт./кг	4/6,0	1,5кг/шт
6.22	3.407.1-143.8.67	Кронштейн РА - 5	шт./кг	12/18,0	1,5кг/шт
6.23	3.407.1-143.8.68	Хомут Х - 7	шт./кг	12/8,4	0,7кг/шт
6.24	3.407.1-143.8.68	Хомут Х - 8	шт./кг	4/3,2	0,8кг/шт
6.25	ГОСТ 7798-70	Болт М20х260мм	шт./кг	18/10,8	0,6кг/шт
6.26	ГОСТ 5915-70	Гайка М20	шт./кг	18/1,134	0,063кг/шт
6.27	ГОСТ 11371-78	Шайба 20	шт./кг	36/0,828	0,023кг/шт
6.28	ГОСТ 6402-70	Шайба 20,65Г	шт./кг	18/0,288	0,016кг/шт
6.29		Изолятор натяжной SML-70/20	шт.	48	
6.30	ГОСТ 13276-79	Зажимы натяжные болтовые, НБ 2-6	шт.	48	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Сиволапов		06.25
Пров.		Соловьева		06.25
Н.контр.				
Утвердил				

3115-11-10/25.РД.СО.2.2

Спецификация материалов и оборудования.
2 этап (строительство ВЛЗ-10 кВ)

Стадия	Лист	Листов
РД	45	46

ДРСК
Амурские электрические сети

Копировал

Формат А4

Поз.	Обозначение	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	6 Материалы и оборудование для строительства ВЛЗ-10 кВ				
6.31	ГОСТ 13276-79	Серьга СР-7-16	шт.	48	
6.32	ГОСТ 13276-79	Ушко однолапчатое У1-7-16	шт.	48	
6.33	ШС-20 УО	Изолятор штыревой	шт.	256	
6.34	К9	Колпачок ПВХ	шт.	256	
6.35	СВ 120-150	Спиральная вязка	шт.	496	
6.36	СЕ-3 ГОСТ Р 51177	Устройство защиты от электрической дуги и наложения защитного заземления	шт.	276	
6.37	ТУ 3414-013-45533350-2015	Разрядник мультикамерный РМК-10-IV-УХЛ1/021,	шт./компл.	81/27	
6.38	ПС-2-1	Плашечный зажим	шт.	45	
6.39	ТА-120	Зажим прессуемый	шт.	60	
6.40	ГОСТ 2590-2006	Сталь стержневая d - 16	т	0.36972	
6.41	ГОСТ 2590-2006	Сталь стержневая d - 12	т	0.04005	
6.42	12.019-48	Заземляющий проводник ЗП-1 (L=1 м)	шт./кг	45/22,5	0,5кг/шт
6.43	ГОСТ 9198-76	Нитроэмаль черная	кг	4	
6.44		Электроды сварочные МР-3 d=4 мм. (ГОСТ 9466-75)	кг	5	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Сиволапов		06.25
Пров.		Соловьева		06.25
Н.контр.				
Утвердил				

3115-11-10/25.РД.СО.2.2

Спецификация материалов и оборудования.
2 этап (строительство ВЛЗ-10 кВ)

Стадия	Лист	Листов
РД	46	46

ДРСК
Амурские электрические сети

Копировал

Формат А4